



Lourenço de Macedo Reynolds de Sousa

Licenciatura em Ciências de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Implementação de uma Ferramenta de Simulação e Gestão de uma Microrede de Energia

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Miguel Murta Pina, FCT/UNL

Co-orientador: Prof. Doutora Anabela Monteiro Gonçalves Pronto, FCT/UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor João Almeida das Rosas

Arguente: Prof. Doutor João Francisco Alves Martins

Vogal: Prof. Doutora Anabela Monteiro Gonçalves Pronto



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro 2013

COPYRIGHT

Eu, Lourenço de Macedo Reynolds de Sousa, autor da presente tese de mestrado denominada “Implementação de uma Ferramenta de Simulação e Gestão de uma Microrede de Energia”, concedo à Faculdade de Ciências e Tecnologia e à Universidade Nova de Lisboa os direitos de copyright da referida dissertação.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Em memória ao meu Pai,
Fernando Anjos Reynolds de Souza.

Agradecimentos

Finalizada uma etapa tão importante na minha vida, não poderia deixar de expressar o meu mais sincero agradecimento a todos aqueles que me apoiaram nesta longa caminhada e contribuíram para a realização deste trabalho.

Ao professor Amadeu Leão Rodrigues pela humildade de um grande mestre, que conseguindo transmitir o seu conhecimento de uma forma exemplar, despertou o meu interesse pela área da energia.

Ao meu Orientador, professor João Murta Pina, pelo apoio sempre presente ao longo de todo este trabalho.

A todos os colegas da Efacec pela disponibilidade e confiança demonstrada e pelo encorajamento constante para aprender sempre mais e melhor.

Aos meus irmãos, sobrinhos e em especial à minha tia Teresa pelo orgulho depositado em mim e pelas palavras sempre muito oportunas que me ajudaram a seguir em frente nos momentos mais difíceis.

Aos meus pais, pelo esforço, dedicação e apoio incondicional durante todo o meu percurso de estudante.

E finalmente a Deus, por iluminar sempre a minha vida.

A todos, muito Obrigado!

Resumo

A evolução tecnológica e as preocupações económicas e ambientais cada vez maiores nos dias de hoje têm contribuído para uma mudança no sector eléctrico, da produção centralizada para a produção descentralizada. Este facto tem potenciado a introdução de fontes de produção renováveis distribuídas, de forma a satisfazerem as necessidades crescentes no consumo local de energia eléctrica. Com o intuito de aproximar a geração distribuída ao consumo eléctrico num sistema único, independente e controlável, nasceu um novo conceito de redes eléctricas, as microrredes de energia. As investigações em curso sobre este tema têm apresentado diferentes soluções de microrredes de energia, geralmente baseadas em micro-fontes produtoras integradas em barramento CA. Esta tese apresenta o desenvolvimento de uma inovadora arquitectura de microrrede com barramento integrador CC e fontes de produção renovável eólica, fotovoltaica e mini-hídrica capazes de abastecerem cargas eléctricas até um total de 13 MW. Foi também desenvolvido, através do conceito de lógica difusa, um sistema de controlo e gestão energética da microrrede apresentada, adoptando uma estratégia que privilegia o seu funcionamento em modo autónomo, garantindo contudo, a todo o instante, os índices de qualidade da energia fornecida às cargas ao nível da continuidade da tensão, estabilidade da frequência e distorção harmónica. Todos os modelos integrantes da microrrede em foco foram desenvolvidos e implementados através do programa MatLab®/Simulink®. A partir da interligação de todos os modelos desenvolvidos, a microrrede foi constituída e implementada como um só sistema. Através da simulação em ambiente MatLab®/Simulink®, a microrrede foi testada perante vários cenários de exploração e diversas condições ambientais e de carga. Os resultados obtidos demonstram o desempenho e eficácia do sistema desenvolvido e comprovam as vantagens do tipo de topologia apresentada.

Termos-Chave

Microrrede de energia, geração renovável descentralizada, sistema eólico DFIG, aproveitamento mini-hídrico, sistema fotovoltaico, interfaces de electrónica de potência, barramento integrador CC, controlo por lógica difusa.

Abstract

The technological evolution and the actual growth of economic and environmental concerns are providing the change in the electric sector from a centralized to a distributed generation system. This fact has boosted the introduction of distributed renewable power sources in order to satisfy the on-site customer expanding power demand. In order to approximate the distributed generation to electrical consumption as single, independent and controllable system, a new concept of power grids was born, the microgrids. The ongoing research on this matter has presented different microgrids solutions, usually based on micro-generation sources integrated into AC bus. This thesis presents the development of an innovative microgrid architecture with a CC bus integrator of distributed renewable power sources based on DFIG wind turbines, mini-hydro and photovoltaic generators, capable of supplying electric loads up to a total of 13 MW. It was also developed, under the concept of fuzzy logic, a microgrid control and energy management system, adopting a strategy that focuses its operation in islanded mode but guaranteed, at any time, the quality indices of the energy supplied to the loads related to voltage continuing level, frequency stability and total harmonic distortion. All the microgrid components models presented in this thesis were developed and implemented in MatLab[®]/Simulink[®]. From the interconnection of all developed models, the microgrid was constituted and implemented as a unique system. Through simulation in MatLab[®]/Simulink[®] environment, the presented microgrid was tested against the change in environmental and load conditions, and also in different operational scenarios. The results demonstrate a good performance and effectiveness of the system developed and highlights the advantages of the microgrid type presented.

Keywords

Energy microgrid, distributed renewable generation, DFIG wind turbines, mini-hydro generation, photovoltaic system, power electronic interfaces, DC bus integration, Fuzzy Logic control.

Índice

Agradecimentos	vi
Resumo	vii
Abstract.....	ix
Lista de Figuras.....	xv
Lista de Tabelas	xxi
Lista de Abreviaturas.....	xxiii
Capítulo I - Introdução	1
1.1. Motivação.....	1
1.2. Objectivos	1
1.3. Caso de estudo: Simulação e gestão de uma microrede de energia.....	2
1.4. Contribuições	5
1.5. Organização da tese.....	6
Capítulo II - Estado da Arte	7
2.1. Produção descentralizada	7
2.1.1. Introdução	7
2.1.2. Produção descentralizada Vs Produção centralizada	7
2.1.3. Energia eólica	9
2.1.4. Energia mini-hídrica	14
2.1.5. Energia fotovoltaica.....	21
2.2. Microredes de energia	30
2.2.1. Introdução	30
2.2.2. Constituição de uma microrede	31
2.2.3. Controlo de microredes de energia.....	34
2.2.4. Enquadramento das microredes no sistema de energia eléctrica.....	36
2.2.5. Vantagens e possíveis inconvenientes das microredes	37
2.2.6. Conclusão e futuros desafios das microredes de energia.....	38

2.3. Controlo por lógica difusa (<i>Fuzzy Logic</i>)	41
2.3.1. Introdução	41
2.3.2. Constituição e funcionamento do controlo por lógica difusa	42
2.3.3. Aplicação do conceito de lógica difusa ao controlo energético de sistemas de energia eléctrica	44
2.3.4. Vantagens do controlo por lógica difusa face aos métodos tradicionais	45
2.3.5. Conclusão	46
2.4. Importância da Simulação Computacional	46

Capítulo III - Construção e Implementação dos Modelos Utilizados em Ambiente Matlab®/ Simulink®

3.1. Introdução	49
3.2. Ferramenta <i>SimPowerSystems</i> TM no auxílio da construção de modelos eléctricos em Matlab®/ Simulink®	49
3.3. Implementação dos modelos de produção descentralizada renovável utilizados no trabalho	50
3.3.1. Construção e implementação do modelo eólico	50
3.3.2. Construção e implementação do modelo mini-hídrico	61
3.3.3. Construção e implementação do modelo fotovoltaico	74

Capítulo IV - Construção, Constituição e Implementação da Microrede em ambiente Matlab®/Simulink®

4.1. Introdução	83
4.2. Construção e implementação dos blocos constituintes da microrede	83
4.2.1. Construção e implementação dos rectificadores e do modelo dos conversores CC/CC Buck-Boost	83
4.2.2. Modelação da rede eléctrica e do sistema de armazenamento de energia da microrede	92
4.2.3. Construção e implementação do modelo do inversor e das cargas da microrede	99

4.3.	Constituição do bloco de controlo e gestão energética da microrede.....	110
4.3.1.	Aplicação do controlo por lógica difusa à gestão energética da microrede .	110
4.3.2.	Escolha das variáveis do sistema e constituição das suas funções de pertença (<i>membership functions</i>)	111
4.3.3.	Definição da estratégia a seguir e das regras para a tomada de decisão e controlo da microrede	117
4.4.	Conclusão	121
 Capítulo V - Simulação da Microrede em Estudo e Apresentação, Discussão e Análise de Resultados		123
5.1.	Introdução	123
5.2.	Comparação do desempenho da microrede perante diferentes condições de carga	124
5.3.	Comparação do desempenho da microrede perante diferentes condições ambientais.....	135
5.4.	Comparação do desempenho da microrede perante diferentes filosofias de gestão	146
 Capítulo VI - Conclusões e Perspectivas de Desenvolvimento Futuro		153
6.1.	Conclusões	153
6.2.	Perspectivas de desenvolvimento futuro	154
 Bibliografia.....		157

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Esquema unifilar da microrede estudada.....	4
Figura 2.1 – Crescimento da indústria de aproveitamento da energia eólica desde 1996 (Fonte: [20]).....	10
Figura 2.2 – Turbinas eólicas da GE de 1,5 MW (a) e 2,5 MW (b) (Fonte: General Electric)...	11
Figura 2.3 – Força de sustentação, arrasto e ângulo de ataque numa “pá” de uma turbina eólica	12
Figura 2.4 – Sistema eólico de velocidade variável com gerador síncrono	13
Figura 2.5 – Sistema eólico de velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado	14
Figura 2.6 – Mini hídrica do Rio Olo, serra do Marão, princípio do século XX	15
Figura 2.7 – Mini-hídrica de Bragadas, Ribeira de Pena ; Ano de construção : 1996. (Fonte : http://www.topomarao.pt/fotos.htm)	16
Figura 2.8 – Esquema dos principais componentes de uma central mini-hídrica.....	18
Figura 2.9 – Turbina Banki-Mitchell (Fonte : Tridentes Energy)	19
Figura 2.10 – Turbina Pelton (Fonte : Tridentes Energy).....	19
Figura 2.11 – Turbina Kaplan (Fonte : Tridentes Energy).....	19
Figura 2.12 – Turbina Francis (Fonte : Tridentes Energy)	19
Figura 2.13 – Tabela gráfica de selecção de turbinas para aproveitamentos hídricos (Fonte: Tridentes Energy)	19
Figura 2.14 – Efeito fotoelétrico (Adaptado de: [74]).....	22
Figura 2.15 – Diferentes tipos de células de silício: (a) Pannel de células mono-cristalinas; (b) Pannel de células poli-cristalinas ; (c) Pannel de células silício amorfo	23
Figura 2.16 – Módulo e pannel de células fotovoltaicas concentradas (Fonte : SolFocus).....	24
Figura 2.17 – Aplicações de células flexíveis: edifício C/SST em Manchester, Inglaterra e automóvel com células PV. (Fontes : btsense e f9solar).....	24
Figura 2.18 – Sistemas domésticos ligados à rede. (Fonte : US Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE)	25
Figura 2.19 – Central fotovoltaica da Amareleja, Moura, Portugal. (Fonte: www.portalalentejano.com).....	25
Figura 2.20 – Aplicação fotovoltaica na estação ferroviária de Qingdao, China (Fonte: Singyes Solar).....	25
Figura 2.21 – Sistema fotovoltaico isolado. (Fonte: Independent Power)	26
Figura 2.22 – Pannel fotovoltaico a fornecer energia eléctrica a uma bomba de água numa zona rural Australiana. (Fonte: IEA Photovoltaic Power Systems Programme)).....	26
Figura 2.23 – Pannel fotovoltaico a fornecer energia eléctrica a um semáforo. (Fonte: leaveyourprint.webs.com/energiasolar.htm)	26

Figura 2.24 – Painel fotovoltaico a fornecer energia eléctrica a uma estação de telecomunicações numa zona rural.	26
Figura 2.25 – Tejadilho de um automóvel com células fotovoltaicas.....	27
Figura 2.26 – Carregador solar. (Fonte: Solio Universal)	27
Figura 2.27 – Sistema Híbrido Fotovoltaico - Eólico. (Fonte: PolySolar)	27
Figura 2.28 – Fontes de energia não renovável e consumo energético Vs Energia solar disponível na terra. (Adaptado de : Eco Solar Equipment Ltd.).....	28
Figura 2.29 – Comparação anual do crescimento fotovoltaico na União Europeia com a previsão do artigo de 1997 (White Paper) e tendência prevista pelo Eurobserv'er (Fonte: [28] [34])	29
Figura 2.30 – Crescimento mundial acumulado da capacidade fotovoltaica instalada nos modos isolado e ligado à rede.	30
Figura 2.31 – Distribuição mundial da potência fotovoltaica instalada no ano 2011	30
Figura 2.32 – Esquema do sistema de gestão energética da microrede de energia desenvolvida pela General Electric ilustrando os elementos que a constituem (Fonte: GE Global Research)	32
Figura 2.33 – Configuração da microrede com acoplamento em barramento CC (a) e CA (b). 33	
Figura 2.34 – Modelo de inferência Mamdani com a composição “max-min” (Fonte : [88])....	43
Figura 2.35 – Etapas de funcionamento de um controlador de lógica difusa	43
Figura 2.36 – Base conceitual da simulação (Fonte: [64])	47
Figura 3.1 – Relação entre o coeficiente de potência (C_p) e a razão de velocidades na pá (λ) para diferentes valores do ângulo de passo do rotor (β). (Fonte : [7]).....	52
Figura 3.2 – Característica de potência da turbina e respectiva curva de referência (Fonte : <i>MatLab®/Simulink®</i>)	54
Figura 3.3 – Circuito equivalente da máquina assíncrona segundo os eixos ortogonais de referência “dq” (Fonte: [23])	57
Figura 3.4 – Modelo DFIG utilizado na tese (Fonte : <i>MatLab®/Simulink®</i>)	60
Figura 3.5 – Caudal turbinável e curva de duração de caudais estimada para a zona onde se irá instalar a CMH.....	62
Figura 3.6 – Curva de rendimento da turbina utilizada no trabalho para toda a gama de caudais e apenas para o caudal turbinável.	65
Figura 3.7 – Modelo <i>MatLab® / Simulink®</i> onde é feito o cálculo da potência mecânica fornecida pela turbina hídrica.....	66
Figura 3.8 – Modelo <i>MatLab® / Simulink®</i> onde é feito o cálculo do rendimento da turbina hídrica.....	66
Figura 3.9 – Bloco com a implementação da componente mecânica do gerador (Fonte: [66]) 67	
Figura 3.10 – Circuito eléctrico equivalente do gerador síncrono segundo os eixos ortogonais de referência “dq”. (Fonte: [66])	68
Figura 3.11 – Modelo do sistema de excitação do gerador síncrono utilizado na tese (Fonte : <i>MatLab®/Simulink®</i>)	69

Figura 3.12 – Princípio de operação do sistema de carga parasita variável implementado. (Fonte: [69])	71
Figura 3.13 – Modelo do sistema de carga parasita variável implementado em ambiente <i>MatLab</i> [®] / <i>Simulink</i> [®]	73
Figura 3.14 – Modelo da central Mini-hídrica desenvolvido na tese em ambiente <i>MatLab</i> [®] / <i>Simulink</i> [®]	73
Figura 3.15 – Circuito eléctrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga	74
Figura 3.16 – Característica I/V demonstrativa do desempenho do módulo Shell SM100-12 a diferentes níveis de temperatura (Fonte: [75])	77
Figura 3.17 – Característica I/V demonstrativa do desempenho do módulo Shell SM100-12 a diferentes níveis de irradiância solar (Fonte: [75])	77
Figura 3.18 – Etapas de formação de uma estrutura fotovoltaica desde a célula à central fotovoltaica (Fonte : [74])	77
Figura 3.19 – Modelo dos painéis fotovoltaicos desenvolvido em ambiente <i>MatLab</i> [®] / <i>Simulink</i> [®]	79
Figura 3.20 – Modelo da célula fotovoltaica	81
Figura 3.21 – Modelo do detector do ponto de potência máxima (MPPD). (Fonte: [76])	81
Figura 3.22 – Modelo do seguidor do ponto de operação correspondente à potência máxima (MPPT). (Fonte: [76])	82
Figura 3.23 – Característica I/V do modelo dos painéis fotovoltaicos desenvolvido em ambiente <i>MatLab</i> [®] / <i>Simulink</i> [®]	82
Figura 3.24 – Característica P/V do modelo dos painéis fotovoltaicos desenvolvido em ambiente <i>MatLab</i> [®] / <i>Simulink</i> [®]	82
Figura 4.1 – Circuito do rectificador trifásico utilizado	84
Figura 4.2 – Circuito relativo ao conversor Buck-Boost	86
Figura 4.3 – Circuito equivalente relativo ao modo 1 do conversor Buck-Boost	86
Figura 4.4 – Circuito equivalente relativo ao modo 2 do conversor Buck-Boost	87
Figura 4.5 – Implementação do controlador PI da tensão no barramento CC.	90
Figura 4.6 – Bloco PWM implementado	91
Figura 4.7 – Funcionamento do PWM	91
Figura 4.8 – Modelo dos conversores Buck-Boost desenvolvidos em ambiente <i>MatLab</i> [®] / <i>Simulink</i> [®]	92
Figura 4.9 – Esquema eléctrico e respectivas características da linha de transporte utilizada.	93
Figura 4.10 – Esquema eléctrico do transformador utilizado	93
Figura 4.11 – Implementação da rede eléctrica em ambiente <i>MatLab</i> [®] / <i>Simulink</i> [®]	95
Figura 4.12 – Curvas de descarga das baterias utilizadas	96
Figura 4.13 – Circuito equivalente do modelo de bateria utilizado (Fonte: adaptado de [66]) ...	97
Figura 4.14 – Curva de descarga do modelo de bateria utilizado em <i>MatLab</i> [®] / <i>Simulink</i> [®]	98

Figura 4.15 – Curva de descarga do modelo do banco de baterias utilizado em <i>MatLab®/Simulink®</i>	99
Figura 4.16 – Circuito do inversor trifásico utilizado.....	99
Figura 4.17 – Esquema ilustrativo do funcionamento do SPWM utilizado.....	100
Figura 4.18 – Sistema de controlo do índice de modelação do inversor	101
Figura 4.19 – Tensão “ V_{ab} ” medida à saída do inversor e respectivo espectro com o valor de THD	106
Figura 4.20 – Tensão “ V_{ab} ” medida à saída filtro LC e respectivo espectro com o valor de THD	107
Figura 4.21 – Tensão “ V_{ab} ” medida à saída do transformador isolador e respectivo espectro com o valor de THD	107
Figura 4.22 – Bloco do sistema de controlo de tensão do inversor trifásico desenvolvido em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	108
Figura 4.23 – Modelo do inversor trifásico e seu respectivo controlo desenvolvido em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	109
Figura 4.24 – Modelo das cargas da microrede implementado em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	110
Figura 4.25 – Modelo do controlador em lógica difusa da microrede implementado em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	111
Figura 4.26 – Constituição e implementação das funções de pertença da variável de entrada “Total Potência Híbrida”	113
Figura 4.27 – Constituição e implementação das funções de pertença da variável de entrada “Potência Consumida” em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	113
Figura 4.28 – Constituição e implementação das funções de pertença da variável de entrada “Estado de carga do banco de baterias” em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	114
Figura 4.29 – Constituição e implementação das funções de pertença da variável de entrada “Tensão nas cargas” em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	114
Figura 4.30 – Constituição e implementação das funções de pertença da variável de saída “Comando interruptor rede eléctrica” em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	115
Figura 4.31 – Constituição e implementação das funções de pertença da variável de saída “Comando interruptor banco de baterias” em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	115
Figura 4.32 – Constituição e implementação do sistema de lógica difusa da microrede em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	115
Figura 4.33 – Calculo dos antecedentes e consequentes das regras pelo método de inferência composicional “ <i>max-min</i> ” em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	117
Figura 4.34 – Implementação da microrede de energia em estudo em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	121
Figura 5.1 – Modelo do visualizador de sinais desenvolvido em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	124

Figura 5.2 – Tensão CC presente na entrada dos conversores Buck-Boost das três fontes distribuídas renováveis e sua respectiva tensão de saída aplicada ao barramento integrador CC.	128
Figura 5.3 – Potência activa híbrida gerada pelas três fontes distribuídas renováveis, o seu respectivo valor total e potência activa consumida pelas cargas da microrede.	129
Figura 5.4 – Estado dos interruptores da rede e do banco de baterias e respectivos dados de entrada do controlador de lógica difusa (Total de potência activa híbrida gerada e consumida e tensão nas cargas da microrede).	130
Figura 5.5 – Tensão no barramento CC, nas cargas (real e eficaz) e sua respectiva frequência.	131
Figura 5.6 – Espectro dos limites harmónicos superiores e inferiores detectados na tensão aplicada às cargas da microrede.	132
Figura 5.7 – Tensão e consumo de potência activa e reactiva nas cargas da microrede.	133
Figura 5.8 – Potência activa (azul) e reactiva (rosa) consumida/fornecida pela rede directamente, pelo DFIG e o total de ambos	134
Figura 5.9 – Modelo do bloco “ <i>Condições Meteorológicas e Caudal da Barragem</i> ” implementado em ambiente <i>MatLab®/Simulink®</i>	136
Figura 5.10 – Tensão CC presente na entrada dos conversores Buck-Boost das três fontes distribuídas renováveis e sua respectiva tensão de saída aplicada ao barramento integrador CC.	139
Figura 5.11 – Potência activa híbrida gerada pelas três fontes distribuídas renováveis, o seu respectivo valor total e potência activa consumida pelas cargas da microrede.	140
Figura 5.12 – Estado dos interruptores da rede e do banco de baterias e respectivos dados de entrada do controlador de lógica difusa (Total de potência activa híbrida gerada e consumida e tensão nas cargas da microrede).	141
Figura 5.13 – Tensão no barramento CC, nas cargas (real e eficaz) e sua respectiva frequência.	142
Figura 5.14 – Espectro dos limites harmónicos superiores e inferiores detectados na tensão aplicada às cargas da microrede.	143
Figura 5.15 – Tensão e consumo de potência activa e reactiva nas cargas da microrede.	144
Figura 5.16 – Potência activa (azul) e reactiva (rosa) consumida/fornecida pela rede directamente, pelo DFIG e o total de ambos	145
Figura 5.17 – Estado dos interruptores da rede e do banco de baterias e respectivos dados de entrada do controlador de lógica difusa (Total de potência activa híbrida gerada e consumida e tensão nas cargas da microrede).	148
Figura 5.18 – Estado dos interruptores da rede e do banco de baterias e respectivos dados de entrada do controlador de lógica difusa (Total de potência activa híbrida gerada e consumida e tensão nas cargas da microrede).	150

Figura 5.19 – Estado dos interruptores da rede e do banco de baterias e respectivos dados de entrada do controlador de lógica difusa (Total de potência activa híbrida gerada e consumida e tensão nas cargas da microrede).....	152
---	------------

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Panorama mundial da potência eólica instalada (Fonte: [20])	10
Tabela 2.2 – Potencial hidroelétrico mundial (Fonte: [24])	15
Tabela 3.1 – Principais características eléctricas e mecânicas do modelo DFIG utilizado.....	60
Tabela 3.2 – Duração de caudais estimado para a zona onde se irá instalar a CMH	62
Tabela 3.3 – Equações para o cálculo do rendimento de uma turbina do tipo Francis [70]	64
Tabela 3.4 – Rendimentos da turbina para toda a gama de caudais e apenas para o caudal turbinável.	65
Tabela 3.5 – Características principais do gerador eléctrico e do sistema de excitação utilizado	70
Tabela 3.6 – Características eléctricas principais do módulo Shell SM100-12 nas condições de referência (Fonte: [75])	77
Tabela 4.1 – Características principais do transformador da microrede.....	94
Tabela 4.2 – Características principais do transformador do gerador eólico	94
Tabela 4.3 – Características principais das baterias utilizadas	96
Tabela 4.4 – Características principais do banco de baterias utilizado	99
Tabela 4.5 – Características principais do transformador isolador utilizado	104
Tabela 4.6 – Características das funções de pertença da variável de entrada “Total Potência Híbrida Gerada”	112
Tabela 4.7 – Características das funções de pertença da variável de entrada “Potência Consumida”	112
Tabela 4.8 – Características das funções de pertença da variável de entrada “Estado de carga do banco de baterias”	113
Tabela 4.9 – Características das funções de pertença das duas variáveis de saída “Comando interruptor rede eléctrica” e “Comando interruptor banco de baterias”	113
Tabela 4.10 – Características das funções de pertença da variável de entrada “Tensão nas cargas”	114
Tabela 4.11 – Regras do controlador implementado em lógica difusa	120

Lista de Abreviaturas

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEC	California Energy Commission (Comissão de Energia da Califórnia)
CMH	Central Mini-Hídrica
CSCF	Constant Speed Constant Frequency (Velocidade e Frequência Constante)
DFIG	Double Fed Induction Generator (Gerador de Indução Duplamente Alimentado)
EPIA	European Photovoltaic Industry Association (Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica)
FP	Função de Pertença
GTO	Gate Turn-Off Thyristor (Tiristor Comutável pela Porta)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto dos Engenheiros Eléctricos e Electrotécnicos)
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (Transístor Bipolar de Porta Isolada)
MLDED	Multi Loop Dynamic Error Driven (Malha Dinâmica Múltipla Impulsionada pelo Erro)
MPPD	Maximum Power Point Detector (Detector do Ponto de Potência Máxima)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Seguidor do Ponto de Potência Máxima)
OCDE	Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico
OE	Office of Electricity Delivery and Energy Reliability (Gabinete da Distribuição Eléctrica e Fiabilidade da Energia)
PI	Proportional-Integral (Proporcional-Integral)
PLL	Phase Lock Loop (Malha de Fase Síncrona)
PWM	Pulse Width Modulation (Modulação por Largura de Pulso)
SOC	State Of Charge (Estado de Carga)
SPWM	Sinusoidal Pulse Width Modulation (Modulação Sinusoidal por Largura de Pulso)
THD	Total Harmonic Distortion (Taxa de Distorção Harmónica Total)
TSR	Tip Speed Ratio (Razão da Velocidade de Ponta)
UNIPED	União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Eléctrica
VSCF	Variable Speed Constant Frequency (Velocidade Variável e Frequência Constante)
VSI	Voltage Source Inverter (Inversor de Fonte de Tensão)

Capítulo I - Introdução

1.1. Motivação

O rápido crescimento do consumo de energia eléctrica associado à importância do seu fornecimento de uma forma cada vez mais continua e eficiente tendo em conta as preocupações ambientais crescentes, têm motivado os investigadores de todo o mundo a desenvolverem sistemas de geração distribuída recorrendo a energias renováveis. No entanto, a integração de um largo número de fontes distribuídas em sistemas de distribuição está restrito à limitação da capacidade de transporte de energia das redes de distribuição existentes e ao seu comportamento unidireccional de fluxo de potência. Para fazer face a este desafio, foi desenvolvido um novo conceito de redes de energia eléctrica que integra a geração distribuída e as cargas a si associadas num único subsistema. A este novo conceito foi dado o nome de microrede de energia (MicroGrid) [1]. As características das microrredes dependem essencialmente do tamanho e da natureza das unidades de geração distribuída, tal como o local onde serão instaladas e sua respectiva disponibilidade de energia primária.

Apesar dos componentes que constituem as microrredes serem objecto de estudo já há vários anos, só mais recentemente se têm analisado as microrredes como um todo, levantando ainda algumas dúvidas quanto ao seu comportamento. Modelar, simular e analisar o sistema de uma microrede sob os regimes contínuo e transitório de forma a desenvolver um método de controlo apropriado é um dos principais desafios das investigações em curso.

Nesse sentido, o presente trabalho surge com a proposta de um novo modelo de microrede de energia controlada através de lógica difusa e desenvolvida sob uma plataforma de simulação em ambiente MatLab®/Simulink®. Com base nesta plataforma é feita uma avaliação da gestão e do comportamento dinâmico da microrede projectada perante diversas condições funcionamento.

1.2. Objectivos

O trabalho descrito nesta dissertação foi desenvolvido em ambiente MatLab®/Simulink® e teve por base os seguintes objectivos:

- Implementar os modelos de várias fontes de energia renovável descentralizada, nomeadamente a mini-hídrica, a fotovoltaica e a eólica, e simular a sua integração numa microrede de energia.

- Determinar e implementar os modelos do sistema de armazenamento de energia e dos conversores CC/CC e CC/CA com o seu respectivo controlo operacional, avaliando o seu desempenho de forma a responder às necessidades da microrede.
- Projectar, desenvolver e implementar um modelo de uma micorede de energia, estudando o seu comportamento dinâmico perante diversos modos de funcionamento (isolado ou interligado), diferentes níveis de carga e diferentes condições ambientais.
- Estudar, desenvolver e implementar um sistema de controlo e gestão energética da microrede, que de acordo com uma estratégia definida, permita a optimização do seu desempenho.

1.3. Caso de estudo: Simulação e gestão de uma micorede de energia

A presente dissertação transcreve a implementação de uma ferramenta de simulação genérica que permite gerir e controlar uma micorede de energia. O esquema unifilar da micorede estudada neste trabalho é apresentado na figura 1.1. Tal como se pode observar, a configuração escolhida foi a de barramento integrador em corrente contínua, dadas as inúmeras vantagens justificadas por várias fontes [2] [3] [4] [5] e clarificadas mais à frente no ponto 2.2.2 desta dissertação. A tensão escolhida para o barramento foi de 750 V_{cc}, sendo que este valor é mantido constante graças à contribuição de conversores Buck-Boost ligados às fontes descentralizadas. Com vista a seguir a forte política ambiental existente actualmente, as fontes de geração descentralizadas escolhidas para a micorede em estudo foram todas de origem renovável, nomeadamente a mini-hídrica (8 MW), a eólica (4,5 MW) e a fotovoltaica (0,5 MW). Além de serem das fontes mais versáteis e com maior capacidade dentro do panorama das energias renováveis, são aquelas que mais têm contribuído para o desenvolvimento e impulsão deste tipo de energias, sendo por isso das mais implementadas a nível mundial, tal como é constatado em detalhe nos pontos 2.1.3, 2.1.4 e 2.1.5. da presente dissertação. Ao nível da investigação são também estas as fontes geradoras mais discutidas para uma possível integração em micoredes [6] [7] [8] [9]. As cargas da micorede, constituídas por uma parte de consumo fixo (1,5 MVA) e outra de consumo variável (0-13 MW), são alimentadas a 400 V_{ca} através de um inversor interligado ao barramento CC. Para o sistema de armazenamento de energia da micorede foi escolhido um banco de baterias do tipo ácidas, uma vez que, das fontes armazenadoras existentes (Ultracondensadores, Flywheels, etc.), é aquela que é implementada há mais tempo, é igualmente a mais robusta, fiável e disponível no mercado, sendo por isso também a mais acessível economicamente [10].

A capacidade do banco de baterias foi dimensionada de forma a fornecer o equivalente a 10% do total da produção renovável a uma tensão de 750 V_{cc}. Ligada à microrede foi implementada uma rede de média tensão de 45000 V com 20 Km de extensão e que alimentará a microrede a 400 V_{ca} no modo interligado através de um transformador trifásico quando nela existir um defeito, quando não existir energia suficiente para abastecer todas as cargas consumidoras ou ainda em caso de excesso de energia possibilitar a sua venda à rede. Para compensar o factor de potência no ponto de ligação à rede foi introduzido um banco de condensadores de 10 MVar. Como para a produção eólica o modelo escolhido foi o DFIG, este é ligado à rede através de um transformador trifásico de 6 MVA. Baseado em várias obras justificativas [11] [12] [13] [14] [15], ao nível do controlo e gestão da microrede foram implementados dois diferentes tipos de controlo. O primeiro, utilizado para o controlo isolado dos diversos elementos da microrede, é constituído por dispositivos de electrónica de potência que são controlados por reguladores PI utilizado a técnica de PWM. O segundo, hierarquicamente superior e chamado de controlador central da microrede, é utilizado para a gestão e supervisão global da microrede, tomando decisões sobre o seu modo de funcionamento com base na avaliação do estado das variáveis de entrada vindas de vários pontos chave da microrede, tal como se pode observar a verde na figura 1.1. Para a aplicação deste último tipo de controlo foi utilizado o conceito de lógica difusa que será explicado mais adiante no ponto 2.3. O software utilizado para implementação e simulação de todo o comportamento da microrede foi o MatLab[®]/Simulink[®], ao ser aquele que tem sido eleito como plataforma de implementação, simulação e demonstração de resultados de modelos, tanto pelo meio académico, como pelo projecto europeu de investigação de microredes “*More Microgrids: Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids*”.

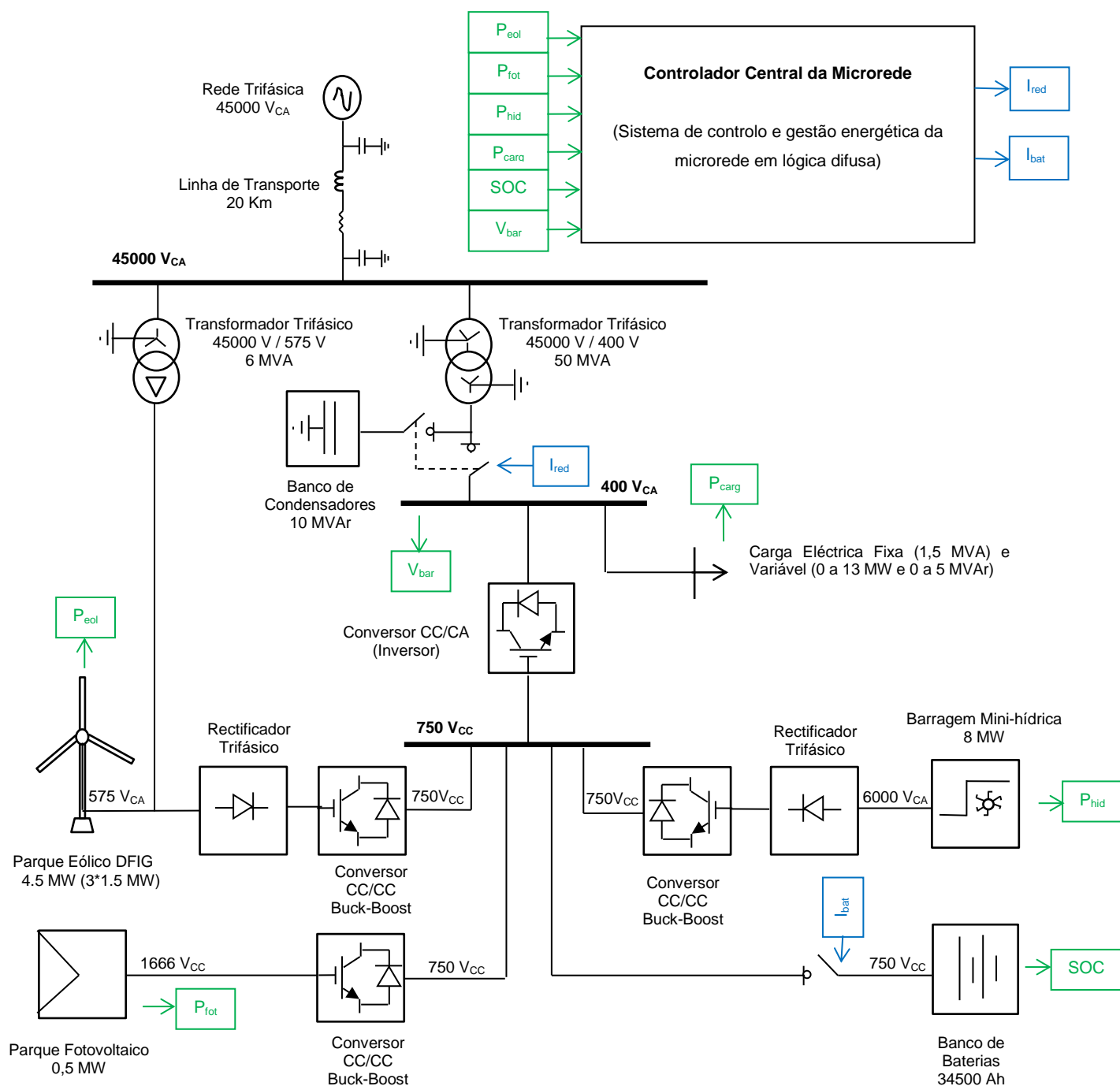


Figura 1.1 – Esquema unifilar da microrede estudada

1.4. Contribuições

Actualmente têm decorrido bastantes investigações sobre as microredes, demonstrando os seus benefícios e problemas, levando à proposta de alguns modelos de arquitecturas [16]. A maioria destes modelos passa pela utilização de um barramento em corrente alternada integrador de micro-fontes de energia na ordem dos kW. Este trabalho surge como uma alternativa aos modelos propostos que, apesar de retirar importantes contributos de alguns projectos de microredes com barramento integrador CC [3] [4] [5] [17], propõe uma ferramenta de simulação de uma arquitectura de microrede única ao implementar diversos centros produtores renováveis de grande capacidade, capazes de abastecer zonas suburbanas, e um conceito de sistema de controlo e gestão energética inteligente baseado em lógica difusa. Desta forma, são várias as contribuições científicas que se podem verificar na presente dissertação:

- Desenvolvimento e simulação de modelos de produção renovável e de armazenamento de energia com base em características de sistemas reais e sua integração através de um barramento CC.
- Implementação e análise do desempenho de diversas topologias de conversores e seu respectivo controlo, de forma a potenciar a interligação de sistemas CC e CA e contribuir para uma melhoria na qualidade de energia.
- Desenvolvimento e implementação de uma nova arquitectura de microrede com fontes renováveis de produção na ordem dos MVA, com distribuição em corrente contínua e cargas equivalentes ao consumo de uma pequena cidade.
- Simulação e estudo do comportamento do tipo de microrede estudada, demonstrando a sua eficácia e aplicabilidade perante diversos modos de funcionamento, condições ambientais e de carga.
- Desenvolvimento, implementação e análise através de simulação de um sistema de controlo e gestão energética baseado no conceito de lógica difusa, que analisando o estado de uma microrede toma decisões relativamente ao seu modo de funcionamento e consequentemente ao sentido do fluxo de potência do sistema.

1.5. Organização da tese

Esta dissertação encontra-se organizada em 6 capítulos onde se descreve todo o trabalho realizado. Nos pontos que se seguem é apresentado um breve sumário do conteúdo de cada capítulo:

- Capítulo I – Neste capítulo é feita uma introdução ao tema da dissertação, onde são destacadas as motivações e os objectivos pretendidos e apresentado o caso de estudo desta dissertação. Ainda neste capítulo são evidenciadas as contribuições científicas da tese e a forma como ela se encontra organizada.
- Capítulo II – Neste capítulo é apresentado o estado da arte da dissertação. No primeiro ponto é debatido o paradigma entre a produção descentralizada versus produção centralizada e é descrito o estado da arte das três fontes de produção descentralizada utilizadas. No segundo ponto é feita uma descrição, exploração e avaliação do conceito de microredes de energia. No terceiro ponto é apresentada a revisão bibliográfica feita sobre o método de controlo por lógica difusa e no quarto e ultimo ponto deste capítulo são realçadas as vantagens da utilização das ferramentas de simulação computacional.
- Capítulo III – Neste capítulo é feita uma referência ao software MatLab[®]/Simulink[®] utilizado na elaboração deste trabalho e são descritas as implementações dos modelos desenvolvidos para as fontes de produção descentralizada renovável utilizadas na microrede em estudo.
- Capítulo IV – Neste capítulo é explicada a construção e implementação dos vários blocos constituintes da microrede bem como a constituição, desenvolvimento e implementação do bloco de controlo e gestão energética da microrede.
- Capítulo V – Neste capítulo são apresentados, discutidos e analisados os resultados obtidos nas simulações feitas à microrede estudada sob diferentes condições ambientais, de carga e modos de funcionamento.
- Capítulo VI – Neste capítulo são evidenciadas as conclusões retiradas do trabalho da presente dissertação e enunciadas as suas perspectivas de desenvolvimento futuro.

Capítulo II - Estado da Arte

2.1. Produção descentralizada

2.1.1. Introdução

Actualmente, o ser humano encontra-se fortemente dependente da exploração de fontes de energia fósseis, tais como a combustão de matérias-primas, entre as quais a madeira, o petróleo, o carvão, e mais recentemente, o gás natural.

De acordo com o actual ritmo de exploração, estima-se que as reservas petrolíferas existentes estejam esgotadas já num futuro muito próximo.

Tendo em conta a dependência económica dos países não produtores deste tipo de matérias-primas, o facto de a queima destes combustíveis de origem fóssil provocar efeitos ambientais negativos, com consequências tanto a nível de clima quanto da saúde pública, importando elevados custos sócio-económicos e sendo estes recursos limitados, uma vez que as suas reservas demoram muito tempo a repor-se e não estão distribuídas homogeneamente a nível geográfico, procuram-se hoje incessantemente novas formas de poupança e de eficiência energética, bem como a criação e implementação de fontes de energia sustentáveis, a longo prazo, cuja sua produção seja gerada próxima do local onde será consumida.

A aposta nestas novas fontes têm sido um dos grandes objectivos da actualidade, especialmente na União Europeia que importa 83,5% de petróleo, 62,2% de carvão e 64,2% de gás natural [18].

2.1.2. Produção descentralizada Vs Produção centralizada

Hoje em dia tem-se assistido a uma passagem de uma filosofia de produção de energia centralizada (energia gerada longe do local onde é consumida) para a produção de energia descentralizada (gerada perto do local onde é consumida). Existem diversos factores a diferentes níveis que influenciam esta transição generalizada para o tipo de produção de energia descentralizada [19]:

A nível Ambiental :

- ✓ Impacto ambiental muito negativo na grande produção centralizada convencional tal como a hídrica e a térmica;

- ✓ Aumento da consciência dos consumidores em relação à protecção do ambiente;
- ✓ Redução das emissões de gases nocivos e poluentes e muito baixa agressão ao meio ambiente;

A nível de investimentos e exploração :

- ✓ Maior controlo da tensão eléctrica e da potência reactiva;
- ✓ Redução de congestionamentos na rede eléctrica, tanto a nível de transporte como também de distribuição;
- ✓ Diminuição de perdas energéticas;
- ✓ Redução dos grandes investimentos no transporte e nas grandes produções de energia;

A nível da qualidade de serviço :

- ✓ Maior fiabilidade devido à menor probabilidade de interrupções com a redução do impacto dos defeitos nas redes de distribuição e transporte;
- ✓ Qualidade de serviço melhorada;
- ✓ Menor quantidade de energia desperdiçada;

A nível de mercados :

- ✓ Desenvolvimento de diferentes mecanismos de mercado para integrar este novo tipo de paradigma energético;
- ✓ Diminuição do poder de mercado energético monopolizado pelas grandes empresas;
- ✓ Redução dos preços da electricidade reflectidos na menor utilização das grandes redes de distribuição e transporte.

Mesmo face a estas vantagens comparativamente com a produção centralizada, este novo sistema eléctrico enfrenta, contudo, inúmeros desafios, tanto a nível técnico como económico:

- Custo elevado dos equipamentos;
- Falta de experiência, regulamentação e normas;
- Dificuldade em controlar um número elevado de micro-fontes, a maior parte delas com interfaces electrónicas;
- Problemas dinâmicos como o desenvolvimento de novos modelos e aplicações;
- Necessidade de infra-estrutura específica de comunicações;
- Recursos naturais muito inconstantes (energia solar, eólica, etc), limitando consequentemente a quantidade de energia eléctrica disponível.

Como se pode verificar, a maioria destas dificuldades prendem-se sobretudo com a primeira fase de arranque e consequente adaptação à realidade deste novo modelo de sistema eléctrico, sendo necessário, portanto, ainda muita investigação, estudo e desenvolvimento desta recente filosofia. É preciso também justificar que esta é a aposta certa em detrimento do antigo modelo centralizado, apresentando e demonstrando os resultados cada vez mais positivos e acompanhando esta nova mudança da mentalidade mundial preocupada com a sustentabilidade energética através da integração de produção renovável “amiga do ambiente” e de novos sistemas eléctricos mais fiáveis, mais inteligentes, autónomos, com maiores rendimentos e menores desperdícios energéticos.

2.1.3. Energia eólica

Esta fonte de energia renovável já é aproveitada há vários séculos. Antigamente era utilizada como fonte de energia para por exemplo mover embarcações, bombear água, ou para moer cereais, mas actualmente, apesar de ainda existirem algumas destas antigas aplicações, a energia eólica é principalmente utilizada para gerar electricidade de uma forma limpa e “amiga” do ambiente.

A crescente aposta e exploração desta fonte de energia, muito incentivada devido à crise do petróleo na década de 70, tem provado o seu lugar de destaque como uma das fontes de energia renovável mais rentável e económica. Até ao final do ano de 2011 a capacidade total mundial de potência eólica instalada era de 237.669 MW [20], representando um aumento homólogo face a 2010 de 20% (40.032 MW). Tal como se pode observar pela tabela 2.1, que mostra o panorama mundial da potência eólica instalada, a China é o país líder neste campo, contendo 26,2% do total mundial, seguida pelos Estados Unidos da América e pela Alemanha com 19,7% e 12,2% respectivamente [20]. Portugal aparece como o décimo maior produtor mundial com 1,7% do total, o que corresponde a 4.083 MW de potência eólica instalada.

A figura 2.1 mostra o já referido crescimento da indústria da energia eólica ao longo destes últimos anos:

Tabela 2.1 – Panorama mundial da potência eólica instalada (Fonte: [20])

País	Potência Instalada (MW)	Cota Mundial (%)
China	62.364	26,2
EUA	46.919	19,7
Alemanha	29.060	12,2
Espanha	21.674	9,1
Índia	16.084	6,8
França	6.800	2,9
Itália	6.737	2,8
Reino Unido	6.540	2,7
Canadá	5.265	2,2
Portugal	4.083	1,7
Resto do Mundo	32.143	13,5
Total TOP 10	205.526	86,5
Total Mundial	237.669	100

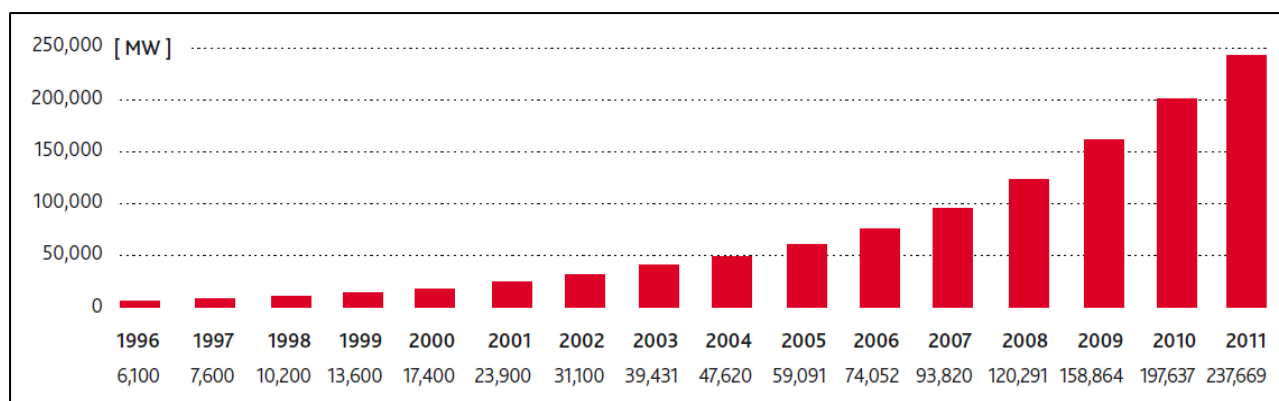
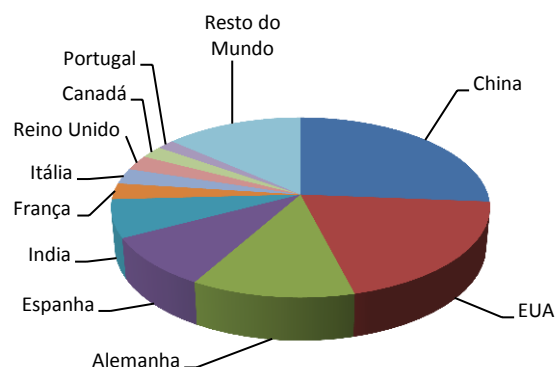


Figura 2.1 – Crescimento da indústria de aproveitamento da energia eólica desde 1996 (Fonte: [20])

Turbina Eólica

As turbinas eólicas, mais conhecidas por aerogeradores, são constituídas por vários equipamentos que se integram entre si, trabalhando em conjunto de forma a obter o máximo rendimento possível. De uma forma geral as turbinas eólicas são constituídas por [21] :

- Pás ou hélices - São responsáveis pela captação e transformação da energia cinética do vento em energia mecânica que faz girar o eixo da turbina;
- Cubo – É responsável pela fixação das pás no rotor da turbina;
- Multiplicador de velocidade – Faz a interligação entre o eixo da turbina eólica e o eixo do gerador uma vez que estes rodam a velocidades diferentes;

- Gerador eléctrico – É responsável pela transformação da energia mecânica presente na rotação do eixo em energia eléctrica. Este gerador pode ser do tipo assíncrono (de indução) ou síncrono (alternador);
- Mecanismo de controlo de azimute (*Yaw mechanism*) – É responsável pelo ajuste da direcção do aerogerador em conformidade com a direcção do vento;
- Controlo electrónico – Dispositivo responsável pelo controlo do gerador eléctrico e/ou da potência activa e reactiva entregue à rede, do ajuste da direcção do aerogerador, do controlo de passo, etc;
- Sistema Hidráulico – Acciona o mecanismo de controlo de passo e freio mecânico.
- Torre – Eleva o aerogerador para uma determinada altura onde a característica dos ventos possibilita uma maior captação da energia eólica.

Geralmente as turbinas eólicas de maior potência (acima dos 500 kW) costumam ser de eixo horizontal, utilizam 3 pás com controlo de passo e são sustentadas por uma torre tubular [21]. São exemplo deste tipo de turbinas as representadas nas fotografias da figura 2.2.



a)



b)

Figura 2.2 – Turbinas eólicas da GE de 1,5 MW (a) e 2,5 MW (b) (Fonte: General Electric)

Controlo de potência de uma turbina eólica

As turbinas eólicas são projectadas para fornecerem a potência máxima para ventos com uma velocidade na ordem dos 10 a 15 m/s [22]. Isto prende-se ao facto de, em geral, não ser rentável aproveitar a energia dos ventos mais fortes dada a baixa probabilidade de estes ocorrerem. Desta forma, em caso de ocorrência de ventos fortes, é necessário dissipar o excesso de energia de modo a evitar possíveis danos na turbina. Assim sendo, todas as turbinas devem estar equipadas com um mecanismo limitador da extracção de potência do aerogerador.

Existem dois tipos principais para realizar este controlo de potência em turbinas eólicas modernas [22] [23]:

- 🚩 Controlo de passo (*pitch*) do rotor
- 🚩 Controlo de perda (*stall*) do rotor

O controlo de passo das pás do rotor é um sistema activo constituído por um controlador electrónico que permite dosear a quantidade de energia que chega ao veio de transmissão. Com base nas informações recebidas acerca da velocidade do veio, este controlador actua hidraulicamente nas pás da turbina de modo a diminuir ou aumentar a sua sustentação aerodinâmica¹ e por conseguinte alterar a potência mecânica fornecida ao veio. Assim com a capacidade de rotação ao longo do seu eixo longitudinal, as pás da turbina sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, variam o seu ângulo de passo de forma a diminuir o ângulo de ataque². Como se pode observar na figura 2.3, esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas actuantes nas pás e, consequentemente, a extracção de potência. Desta forma, para velocidades do vento superiores à nominal, o valor do ângulo de passo é escolhido de forma que a turbina se mantenha sempre a produzir apenas a sua potência nominal.

As turbinas eólicas com controlo passivo de perda (*stall*), têm as pás dispostas num ângulo fixo em relação ao rotor, não permitindo a rotação em torno do seu eixo longitudinal. Estas turbinas têm assim um ângulo de passo constante. O princípio de funcionamento deste tipo de controlo assenta na geometria do perfil da pá do rotor que é projectada aerodinamicamente de modo a que no momento em que a velocidade do vento se torne mais elevada que a sua velocidade nominal seja criada uma turbulência e a “pá” entre em perda. Desta forma a componente da força de sustentação diminui, tornando assim dominante a componente da força de arrasto o que faz com que o rotor da turbina deixe de acelerar.

A maioria dos aerogeradores usa o controlo de perda devido à sua grande simplicidade e ausência de partes móveis no próprio rotor, tornando-o num sistema mais económico. Actualmente, com o aumento do tamanho das máquinas, os fabricantes estão cada vez mais a optar pelo sistema de controlo de passo que, apesar de ser mais caro, oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas e um melhor controlo da potência para todas as gamas de variação da velocidade do vento. Este último sistema de controlo permite ainda poupar a turbina eólica de grandes esforços derivado de ventos elevados aumentando a sua vida útil. Contudo ainda não é consensual a posição tomada quanto aquele que é o melhor método de controlo de potência [22].

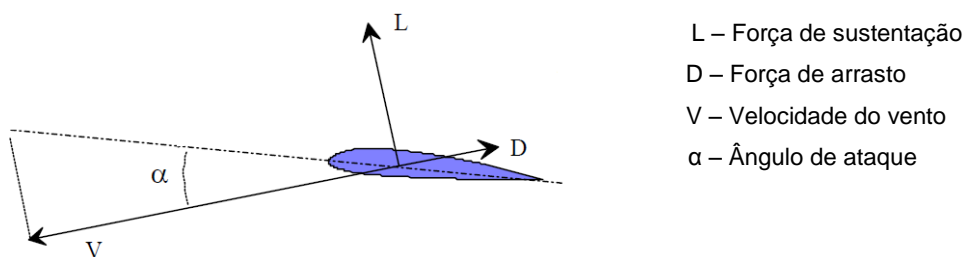


Figura 2.3 – Força de sustentação, arrasto e ângulo de ataque numa “pá” de uma turbina eólica

¹ Força de sustentação: força ao longo da pá com a direcção perpendicular à direcção da velocidade do vento e que produz binário mecânico rotacional.

² Ângulo formado entre a direcção da velocidade do vento e o eixo da asa, onde o valor da força de sustentação é nulo.

Sistemas eólicos sob ponto de vista do gerador eléctrico

Outra questão de projecto que ainda não está consensualizada prende-se com a escolha do tipo de gerador eléctrico a utilizar e a sua melhor configuração que permita maximizar o aproveitamento da energia eólica. Nos últimos anos alguns fabricantes, com vista a alargarem o espectro de velocidades de rotação possíveis, têm mudado do tradicional gerador assíncrono do tipo gaiola de esquilo que funciona a velocidade aproximadamente constante, designados por sistemas CSCF, para geradores síncronos ou geradores de indução duplamente alimentados com o rotor bobinado [22] [23]. Com a possibilidade de funcionamento a diferentes velocidades este último sistema, designado por VSCF, permite obter um maior rendimento eléctrico.

No sistema com o gerador síncrono trifásico, a sua ligação à rede eléctrica é feita de forma assíncrona, através de um conversor de potência. Este gerador síncrono é constituído por um rotor bobinado ou com ímanes permanentes e por um número elevado de pares de pólos que permitem ao gerador conseguir acompanhar as velocidades baixas de rotação da turbina, possibilitando assim o acoplamento directo da turbina ao gerador. Isto faz com que a caixa de velocidades se torne dispensável, diminuindo desta forma as perdas e o ruído associado às baixas velocidades do vento, aumentando assim a fiabilidade do sistema. Este sistema pode ser melhor compreendido através do esquema da figura 2.4.

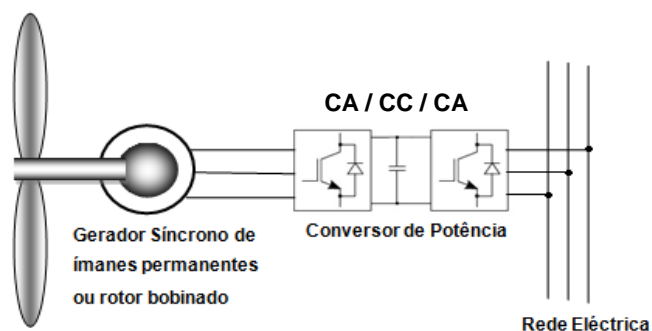


Figura 2.4 – Sistema eólico de velocidade variável com gerador síncrono

Na figura 2.5 está representado o sistema eólico utilizado na presente dissertação, o sistema DFIG. Este sistema é constituído por um gerador de indução duplamente alimentado com o rotor bobinado e o circuito do estator ligado directamente à rede eléctrica. Além do multiplicador de velocidade necessário para adaptar a velocidade da turbina à do gerador, o sistema em causa utiliza um controlador bidireccional de potência com vista a controlar o fluxo de energia activa e reactiva do estator mesmo em velocidade variável. Este controlador é instalado entre o circuito do rotor e da rede eléctrica. A ligação assíncrona criada isola a frequência do rotor da frequência da rede permitindo um controlo optimizado.

Este é dos sistemas mais utilizados hoje em dia uma vez que além de permitir um grande aproveitamento energético em toda a faixa de variação da velocidade dos ventos, é uma solução robusta e com um custo inicial baixo.

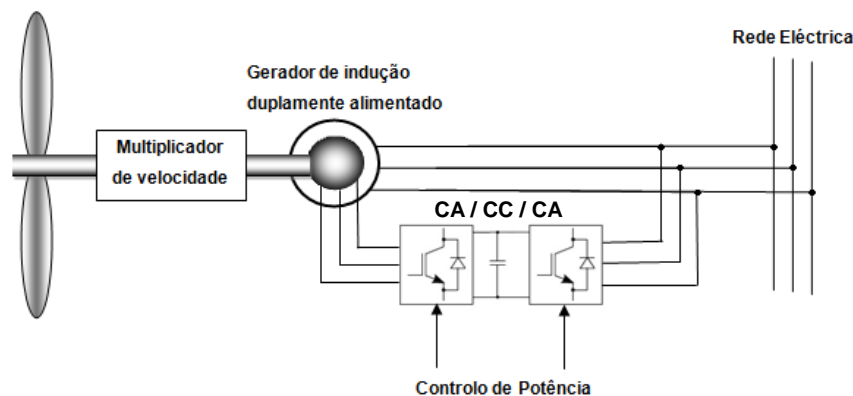


Figura 2.5 – Sistema eólico de velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado

2.1.4. Energia mini-hídrica

O aproveitamento hídrico para produção de electricidade em pequena escala foi uma das primeiras energias renováveis a ser implementada mundialmente. Esta fonte de energia eléctrica tem origem na transformação da energia potencial contida na água que se encontra disponível numa cota superior e que, quando encaminhada através de canais ou tubagens para uma turbina hídrica se transforma em energia mecânica. A partir de um gerador acoplado à turbina, a energia mecânica produzida é depois transformada em energia eléctrica. A água depois de utilizada para produzir electricidade pode ainda ser reutilizada para a irrigação e outros fins. Além disso, como só depende do caudal da queda de água, a energia hídrica pode ser considerada como uma fonte de energia constante, fiável e com óptimos rendimentos, sendo a melhor opção em termos energéticos quando se dispõe de um curso regular de água com uma inclinação suficiente. Esta é das fontes renováveis com o maior potencial para a produção de energia, especialmente nos países em desenvolvimento [24]. No conjunto de países da OCDE os melhores locais para a exploração hidroeléctrica já foram desenvolvidos, contudo, em termos mini-hídricos ainda há muito para fazer. A tabela 2.2, de acordo com [24], demonstra o potencial de aproveitamento hídrico por região.

Tabela 2.2 – Potencial hidroeléctrico mundial (Fonte: [24])

Região/País	TWh por ano
OECD América do Norte	1.480
OECD Europa	>1.103
OECD Pacífico	>243
OECD	>2.826
Economias em Transição	>2.392
América Latina	>2.980
China	1.920
Este Asiático	1.197
Sul Asiático	958
Médio Oriente	218
África	>1.888
Países em desenvolvimento	>9.161
Mundo	>14.379

Segundo a tabela os países em desenvolvimento detêm cerca de 63% do potencial total mundial para a exploração hidroeléctrica. A produção hidroeléctrica mundial apenas explora 18% do seu potencial e nos países em desenvolvimento apenas 12% [24]. Na Europa, em 2009, o total de energia hidroeléctrica produzida na União dos 27 foi de 327.385 GWh representando 56,5 % do total da energia renovável produzida [18]. Já em 2010, 16% de toda a energia produzida mundialmente nesse ano foi de origem hidroeléctrica, sendo que 88% da produção de origem renovável provém deste tipo de exploração eléctrica [25].

Desde do tempo dos egípcios que o ser humano utilizava o recurso hídrico como fonte de energia mecânica para por exemplo operar maquinaria e moer cereais. Contudo, foi no final do século XIX que a energia hídrica mais influenciou a humanidade ao ajudar a impulsionar o desenvolvimento industrial quando se conseguiu produzir electricidade através do acoplamento dos geradores às turbinas hídricas. Hoje em dia as centrais hidroeléctricas podem produzir desde uns poucos kW suficientes para alimentar uma simples residência, até milhares de MW suficientes para alimentar grandes cidades.

**Figura 2.6** – Mini hídrica do Rio Olo, serra do Marão, princípio do século XX

A exploração hidroelétrica apareceu numa época em que as preocupações ambientais no que concerne à produção de energia eram muito baixas e reinava o pensamento de que as reservas de combustíveis fósseis de fácil extracção eram praticamente inesgotáveis, o que aliado ao crescente consumo de energia eléctrica da população mundial, à grande disponibilidade hidroelétrica de diversos locais e à sua maior eficiência e fiabilidade face às centrais produtoras contemporâneas, fez com que as centrais hidroelétricas passassem de centrais de pequena escala para grandes centrais produtoras. Estas grandes centrais produtoras envolvem geralmente grandes bacias de reserva de água de forma a manter constante a produção de electricidade. Para a construção destas barragens são inundadas grandes áreas de terreno onde muitas vezes se encontram zonas habitacionais, influenciando negativamente também a ecologia da zona envolvente, tanto ao nível da migração de aves, como do habitat natural dos animais que vivem nestes locais, como os peixes. Com o aumento da preocupação ambiental nos últimos anos, a construção deste tipo de grandes centrais hidroelétricas começou a gerar mais polémica, muito fomentada pelos ambientalistas e pessoas que vivem nas áreas a ser inundadas. Com as consequências anteriormente referidas, estas grandes explorações hídricas não poderiam ser consideradas do tipo sustentável e “amigas” do ambiente como as energias renováveis, o que fez com que se voltassem a construir e a ganhar, de novo, cada vez mais sentido as centrais de pequeno porte, as chamadas centrais mini-hídricas. A construção deste tipo de exploração, devido à sua pequena dimensão, não acarreta consequências negativas para o meio envolvente, podendo desta forma ser consideradas como fontes renováveis. A figura 2.7 mostra uma das maiores centrais mini-hídricas portuguesas, a central de Bragadas, cuja potência instalada é de 10 MW.



Figura 2.7 – Mini-hídrica de Bragadas, Ribeira de Pena ; Ano de construção : 1996.
(Fonte : <http://www.topomarao.pt/fotos.htm>)

Classificação e principais componentes

Não existe nenhum consenso internacional no limite de potência instalada para diferenciar uma central mini-hídrica de uma de grande porte. O limite superior varia de 2.5 MW até 30 MW, mas 10 MW está a ser cada vez mais adoptado em todo o mundo como o limite superior a fixar [25]. As explorações mini-hídricas são usualmente definidas como [25] :

- Pequena central hidroeléctrica: Capacidade instalada maior que 1 MW e menor que 10 MW;
- Mini central hidroeléctrica: Capacidade instalada maior que 100 kW e menor que 1 MW;
- Micro central hidroeléctrica: Capacidade instalada menor que 100 kW;

Em relação à altura da queda de água, a classificação habitual é a seguinte:

- Baixa Queda: 2 a 20 m;
- Média Queda: 20 a 150 m;
- Alta Queda: maiores que 150 m;

É também habitual classificar as centrais hídricas em dois tipos principais de acordo com a sua capacidade de armazenamento:

- Centrais com regularização: têm a capacidade de controlar o caudal através de uma albufeira que lhes permite regularizar o caudal afluente;
- Centrais a fio de água: não têm a capacidade de controlar o caudal, utiliza apenas o caudal instantâneo do rio;

Dadas as suas dimensões e impacto ambiental, as centrais mini-hídricas são, geralmente, centrais a fio de água. Os principais componentes constituintes deste tipo de centrais são os seguintes [26]:

- Albufeira e respectivo açude – Reserva de água para o fornecimento constante de energia;
- Conduta forçada – Canalização do caudal para o edifício da central mini-hídrica;
- Edifício da central mini-hídrica – Edifício onde se dá a transformação da energia cinética da água em energia mecânica através da turbina hídrica e posterior transformação em energia eléctrica através do gerador acoplado à turbina.
- Restituição da água – Devolução da água depois do aproveitamento energético para o caudal ecológico do curso de água.

- Transformador e linhas de transporte ou distribuição – Elevação da tensão eléctrica produzida pelo gerador para a posterior transporte através da rede eléctrica.

A figura 2.8 mostra um esquema de uma central mini-hídrica com os respectivos elementos enunciados:

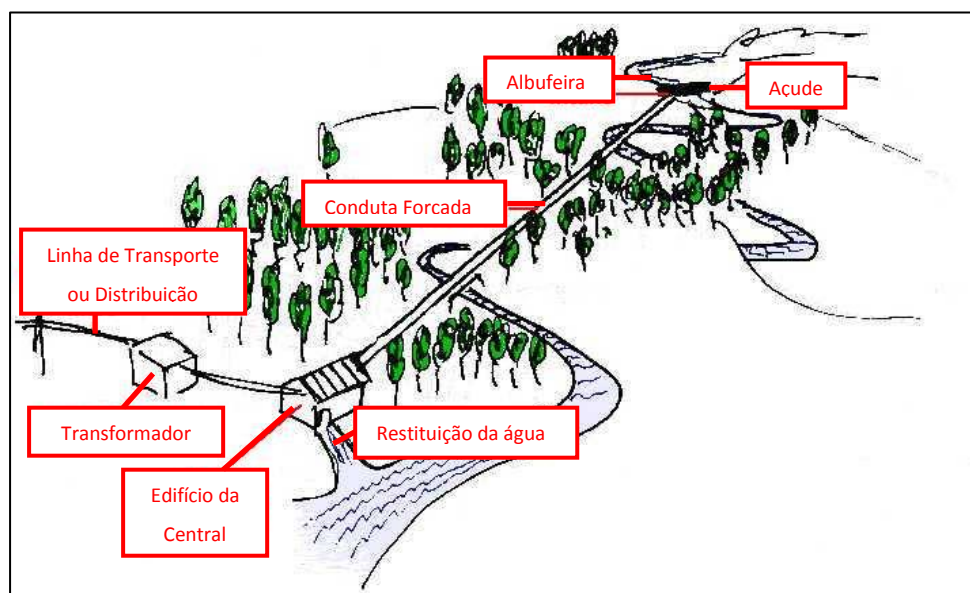


Figura 2.8 – Esquema dos principais componentes de uma central mini-hídrica
(Adaptado de: “Internet portal on micro hydropower - <http://www.microhydropower.net>”)

Com vista a reduzir o impacto no habitat dos peixes, existem ainda centrais mini-hídricas com escadas de peixe junto à albufeira.

Tipo de turbinas

A turbina hidráulica num sistema hidroeléctrico tem a finalidade de fornecer energia mecânica ao gerador através da transformação da energia cinética proveniente do caudal dos rios. O veio da turbina roda a baixas velocidades angulares dependendo do tipo de barragem em questão. Existem essencialmente dois grandes grupos de turbinas hidráulicas [27] :

- ❖ Turbinas de Acção – O seu rotor está ao ar livre e é movido através de um ou mais injectores de água. São exemplo as turbinas *Banki-Mitchell*, *Turgo* e *Pelton*,. (Figuras 2.9 e 2.10).
- ❖ Turbinas de Reacção – O seu rotor está inteiramente submerso em água e são instaladas em pressão dentro de caixas protectoras. É a diferença de pressão nas pás do rotor que o fazem girar. São exemplo as turbinas *Kaplan* e *Francis*. (Figuras 2.11 e 2.12).

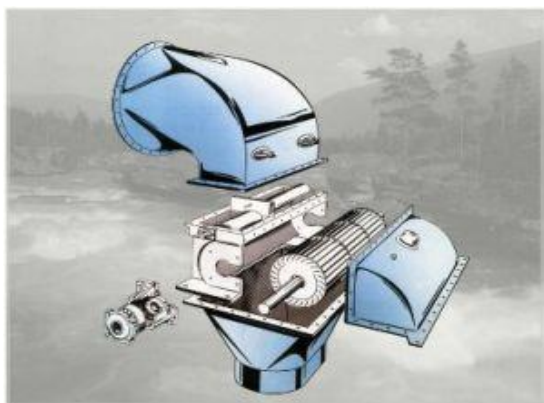


Figura 2.9 – Turbina Banki-Mitchell (Fonte : Tridentes Energy)

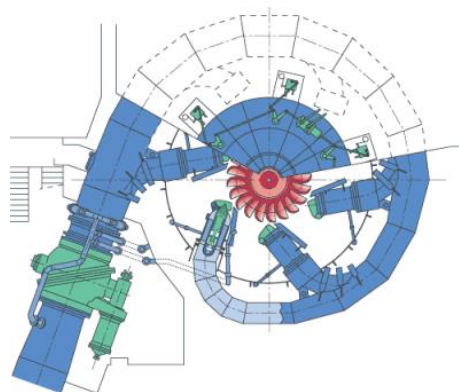


Figura 2.10 – Turbina Pelton (Fonte : Tridentes Energy)

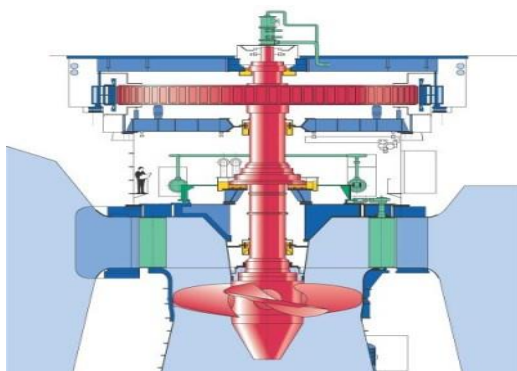


Figura 2.11 – Turbina Kaplan (Fonte : Tridentes Energy)

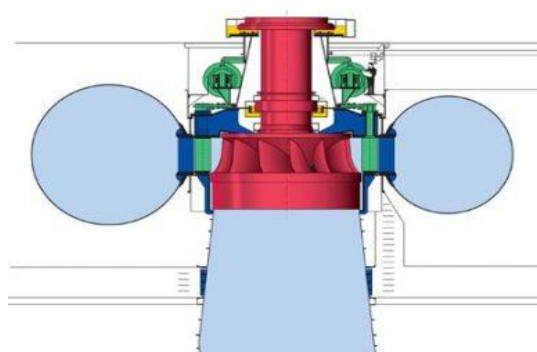


Figura 2.12 – Turbina Francis (Fonte : Tridentes Energy)

A escolha da melhor turbina hidráulica na construção de uma central mini-hídrica é um factor decisivo no sucesso da mesma, tanto em termos económicos como energéticos. A sua selecção passa pela análise de três dados essenciais, sendo eles o caudal do curso de água, a queda e a potência escolhida. A figura 2.13 representa a zona de escolha das turbinas hidráulicas de acordo com os dados já mencionados.

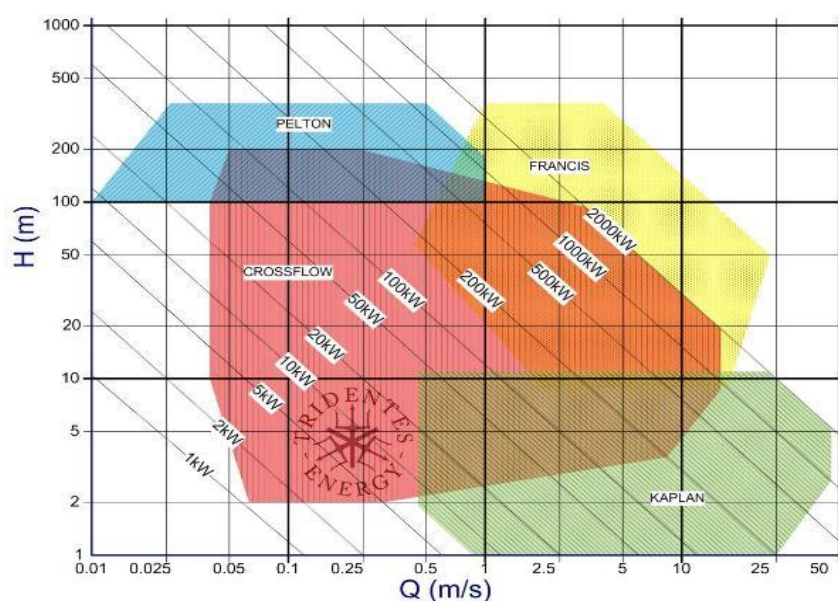


Figura 2.13 – Tabela gráfica de selecção de turbinas para aproveitamentos hídricos (Fonte: Tridentes Energy)

A turbina Kaplan é uma turbina que se destina a grandes caudais e baixas quedas (normalmente até 60 m). É caracterizada por ter um óptimo rendimento a baixas velocidades sendo portanto destinada a accionar geradores com um grande número de pólos e baixa velocidade de rotação.

A turbina Francis é um tipo de turbina que se destina a caudais médios, com quedas médias (normalmente até 500 m).

A turbina Pelton é um tipo de turbina que se destina a pequenos caudais, mas altas quedas (normalmente 1800 m). É caracterizada por ter um óptimo rendimento a velocidades mais elevadas sendo portanto destinada a accionar geradores com um pequeno número de pólos.

Entre estes três tipos de turbinas podemos encontrar as turbinas *Banki – Mitchell*, também chamadas de fluxo cruzado (“*Cross-flow*”). Estas turbinas destinam-se a aproveitamentos hídricos de médio e baixo caudal e baixas potências. O seu rendimento é inferior face às turbinas já enunciadas, mas ao conseguir manter-se numa elevada gama de caudais com rendimentos bastante razoáveis, faz com que este tipo de turbina hídrica não deixe de se tornar uma opção a ter em conta [27].

Escolha do gerador

A escolha do melhor gerador a instalar numa exploração mini-hídrica passa essencialmente por dois diferentes tipos, o gerador síncrono (alternador) e o gerador assíncrono (indução). Esta escolha depende de vários critérios:

- Parâmetros técnicos exigidos à turbina a instalar no local: rendimento, velocidade nominal e de embalamento, constante de inércia, etc.
- Parâmetros económicos: solução técnica básica ou solução mais avançada, potência instalada pretendida, durabilidade, etc.

Ponderando estes importantes aspectos, e dado que as centrais mini-hídricas são geralmente de baixa queda, a velocidade das turbinas também é baixa o que exige a instalação de um gerador com um elevado número de pólos ou a utilização de uma caixa de velocidades entre o eixo da turbina e o rotor do gerador.

O gerador assíncrono apresenta-se como a solução mais rentável devido aos seus conhecidos aspectos económicos e técnicos, tal como a sua robustez e fiabilidade. Dado que na altura de expansão das centrais mini-hídricas não havia muita experiência com geradores assíncronos nem soluções com um grande número de pólos, o gerador mais habitual que se instalava nas centrais mini-hídricas acabava por ser o gerador síncrono. A utilização da caixa de velocidades associada ao gerador assíncrono não constituía uma solução ideal, apesar do seu baixo custo, dada a perda de energia produzida e a necessidade de maior manutenção devido à consequente perda de robustez e de vida útil do sistema.

Hoje em dia, com o desenvolvimento do sistema de geração assíncrono devido à sua aplicação nos aproveitamentos eólicos, estes começam a ser instalados nas novas explorações mini-hídricas [27]. Nas grandes explorações hídricas que exigem soluções técnicas mais avançadas continuam a ser instalados os tradicionais alternadores de pólos salientes, denominados de hidroalternadores.

2.1.5. Energia fotovoltaica

O sol, fonte de luz e de calor que permite a vida no mundo, disponibilizou ao homem, até à revolução industrial, as principais fontes energéticas de que tirou proveito, como a madeira, o vento e a água.

Com a descoberta e exploração maciça das fontes de energia fósseis, o mundo tornou-se dependente de energia “fácil” e disponível, adiando assim o desenvolvimento de fontes energéticas renováveis. Recentemente com a constatação de que as reservas de energia fóssil já estão em risco de acabar, e com a preocupação ambiental cada vez mais presente, a aposta em energia sustentável e segura fez com que se começa-se a apostar cada vez mais em fontes de energia ilimitada e com reduzidos impactos ambientais tal como a energia solar.

Segundo a EPIA, a energia solar pode ser aproveitada através de três diferentes tipos:

- Calor Passivo: Calor fornecido pelo sol directamente, de uma forma natural. Esta energia pode ser aproveitada por exemplo com a construção de edifícios que sejam projectados de forma a aproveitarem o calor solar de forma a precisarem menos de recorrer a outras formas de calor.
- Solar Térmica: Usa o calor fornecido pelo sol para aquecer água para uso doméstico, de piscinas, ou ainda para sistemas de aquecimento.
- Fotovoltaica: Usa a energia proveniente da irradiância solar para produzir electricidade. Este método não necessita de luz solar directa, pode funcionar em dias enevoados e pode também aproveitar fontes de luz não solar para gerar electricidade.

A palavra “*Fotovoltaico*” deriva de uma união de duas palavras, “*Foto*”, palavra com origem grega significando luz, e “*voltaico*” de Volt, representado a unidade de medida da tensão eléctrica. Tal como o próprio nome indica, este processo aproveita a luz para gerar uma tensão eléctrica. O núcleo dos sistemas fotovoltaicos é constituído por células que são as unidades responsáveis pela transformação da energia solar em energia eléctrica. Estas células consistem em duas camadas de materiais semicondutores, uma camada fina de carga negativa (Tipo N – Silício dopado com Fósforo) e outra de maior espessura de carga positiva (Tipo P – Silício dopado com Boro). Na fronteira entre as duas camadas (região P-N) forma-se um campo eléctrico devido aos electrões livres do silício tipo N que ocupam os vazios da estrutura do

silício tipo P. Os fótons da radiação proveniente da luz, ao serem incididos na célula, chocam com os electrões da estrutura do silício fornecendo-lhes energia e fazendo com que sejam ejetados. Devido ao campo eléctrico gerado pela junção P-N, os electrões são orientados e fluem da camada “P” para a camada “N”. Ao se ligarem exteriormente as duas camadas através de um condutor gera-se um fluxo de electrões (corrente eléctrica). Enquanto se continuar a incidir luz na célula este fluxo gerado manter-se-á e será tanto maior quando maior for a intensidade da luz incidente. A este fenómeno, também ilustrado na figura 2.14, dá-se o nome de efeito fotoeléctrico.

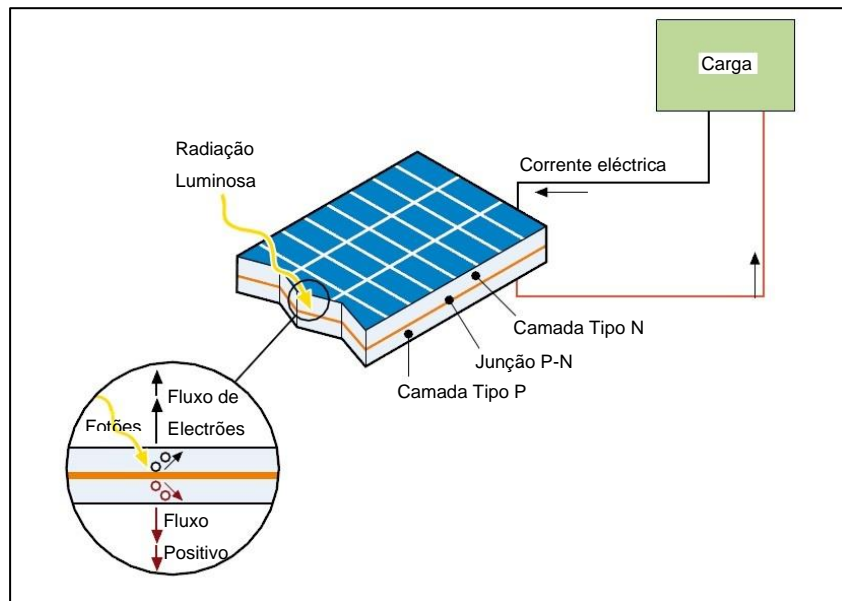


Figura 2.14 – Efeito fotoeléctrico (Adaptado de: [74])

Existem vários tipos de células fotovoltaicas, contudo, mais de 90% delas são constituídas por silício, um elemento proveniente da areia e o segundo material mais abundante na massa terrestre [28]. De acordo com [29] as células de silício encontram-se ainda divididas em três diferentes tipos:

- Células mono-cristalinas (Figura 2.15 – a)): Células produzidas a partir de um cristal único. O seu rendimento eléctrico é relativamente elevado, na ordem dos 15%, podendo subir até cerca de 24% em laboratório [30], mas as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e caras, sendo ainda necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico devido à exigência de utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita.
- Células poli-cristalinas (Figura 2.15 – b)): Células produzidas a partir de blocos compostos por vários cristais. Devido à imperfeição dos blocos de cristais, estas células necessitam de menos energia no seu fabrico, tendo assim um custo de produção inferior, mas em contrapartida apresentam um rendimento eléctrico inferior, na ordem dos 12%, podendo subir até 18% em laboratório [30].

- Células de silício amorfo (Figura 2.15 – c)): São as que apresentam os custos mais reduzidos, contudo o seu rendimento eléctrico é também o mais reduzido, na ordem dos 6%, podendo subir até 13% em laboratório [30]. As células de silício amorfo têm a particularidade de serem muito finas, o que permite, além das suas características eléctricas, poderem ser utilizadas como material de construção.

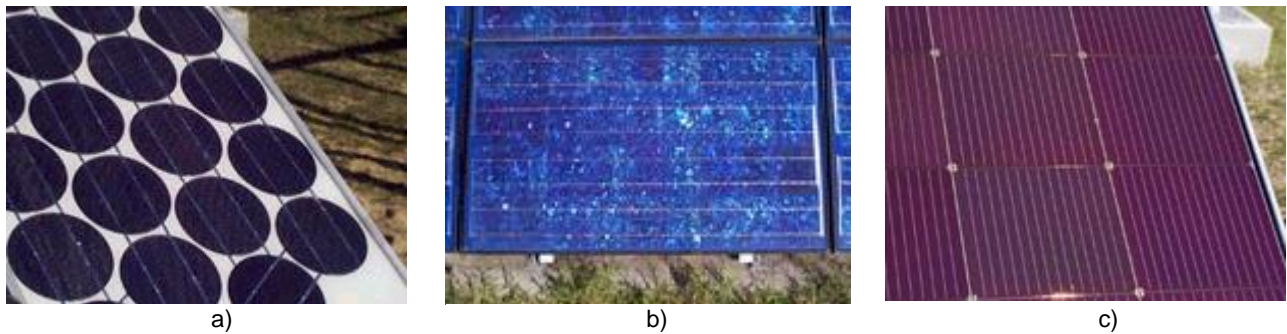


Figura 2.15 – Diferentes tipos de células de silício: (a) Painel de células mono-cristalinas; (b) Painel de células poli-cristalinas ; (c) Painel de células silício amorfo

(Fonte : Australian CRC for Renewable Energy Ltd)

Existem ainda outros tipos de células fotovoltaicas desenvolvidas recentemente e que começam agora a ser comercializadas ou se encontram ainda em fase de pesquisa, das quais de destacam:

- Células fotovoltaicas concentradas: Este tipo de células é concebido para receber a luz solar de uma forma concentrada através de lentes pertencentes aos colectores nas quais as células estão instaladas. A ideia principal é a de aproveitar melhor a irradiância solar disponível e poder usar a mínima quantidade possível do material semiconductor, reduzindo assim o preço do sistema. Com esta configuração, as células apresentam um maior rendimento do aproveitamento fotovoltaico (20 a 30%) [31]. (Figura 2.16).
- Células flexíveis: Baseado no mesmo processo de produção das células finas como a de silício amorfo, o material semiconductor deste tipo de células é instalado sob plástico com uma espessura muito reduzida, o que lhes confere a possibilidade de serem bastantes flexíveis e alargarem o leque de aplicações, como por exemplo na integração em edifícios, automóveis, etc. (Figura 2.17).



Figura 2.16 – Módulo e painel de células fotovoltaicas concentradas (Fonte : SolFocus)



Figura 2.17 – Aplicações de células flexíveis: edifício CISST em Manchester, Inglaterra e automóvel com células PV. (Fontes : btsense e f9solar)

Cada célula fotovoltaica produz apenas entre 1 a 3 W a uma tensão menor que um volt. De forma a poder disponibilizar potências eléctricas mais elevadas, as células são ligadas electricamente entre si e montadas numa única estrutura de suporte, a que se dá o nome de módulo fotovoltaico. Ligações em série das células aumentam o valor de tensão do módulo, tal como o número de células ligadas em paralelo aumenta a corrente eléctrica que o módulo pode fornecer. A corrente que um módulo pode fornecer apresenta uma forma contínua e está directamente dependente da intensidade da luz incidente. A maioria dos módulos comercializados é para aplicações de 12 V e são compostos por 36 células de silício cristalino ligados em série. Habitualmente para potências superiores a 100 W, os módulos fotovoltaicos costumam ainda ser integrados entre si, formando painéis fotovoltaicos. Quanto maior for o painel fotovoltaico maior será a potência disponível.

Hoje em dia, os sistemas fotovoltaicos são usados num vasto conjunto de aplicações, onde, de acordo com [32], se destacam os seguintes :

- Sistemas distribuídos ligados à rede: Este é o mais conhecido tipo de sistema fotovoltaico para habitações e empresas em áreas desenvolvidas. A ligação à rede permite que toda a energia produzida que não seja consumida no sistema seja fornecida à rede e vendida à empresa responsável pela distribuição de energia. O caso contrário também pode acontecer, quando não existir energia solar disponível, o sistema pode recorrer à rede e importar a energia pretendida. Para existir a possibilidade de ligação à rede e de alimentar as cargas consumidoras de corrente alternada, é utilizado neste tipo de sistemas um inversor que assim transforma a tensão contínua proveniente dos painéis fotovoltaicos em tensão alternada. (Figura 2.18).

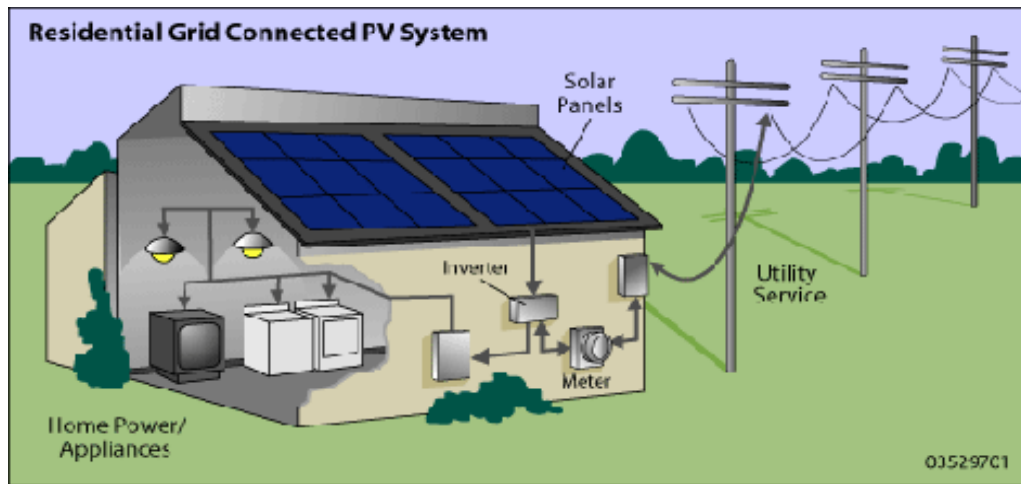


Figura 2.18 – Sistemas domésticos ligados à rede. (Fonte : US Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE))

- Centrais ligadas à rede: Este tipo de sistemas, também ligados à rede, produz um elevado número de energia fotovoltaica apenas num único local. O tamanho destas centrais pode ir de poucas centenas de quilowatts até vários megawatts, como é o caso da central da amareleja (46,41 MW). Este tipo de centrais, também existentes em terminais de aeroportos e estações ferroviárias, usa o grande espaço disponível nestes locais e produz parte da electricidade consumida pelas cargas eléctricas destes grandes empreendimentos. (Figuras 2.19 e 2.20).



Figura 2.19 – Central fotovoltaica da Amareleja, Moura, Portugal.
(Fonte: www.portaletalentejano.com)



Figura 2.20 – Aplicação fotovoltaica na estação ferroviária de Qingdao, China
(Fonte: Singyes Solar)

- Sistemas isolados para aplicações domésticas: Onde não existe energia eléctrica disponível, os sistemas são ligados a um banco de baterias através de um carregador de baterias. De forma a alimentar as cargas mais comuns, pode ser utilizado um inversor para transformar a corrente contínua proveniente das baterias e do painel em corrente alternada. Este tipo de sistemas é bastante vantajoso, ao fornecer energia eléctrica a áreas remotas e a países

subdesenvolvidos que não dispõem de uma rede de distribuição de energia eléctrica suficientemente abrangente. Existem dois diferentes tipos de aplicações destes sistemas, os sistemas fotovoltaicos domésticos individuais, com poucos painéis, que alimentam as necessidades de energia eléctrica da habitação, ou mini-redes fotovoltaicas, onde existe uma mini-central fotovoltaica que fornece energia suficiente para alimentar várias habitações. (Figuras 2.21 e 2.22).

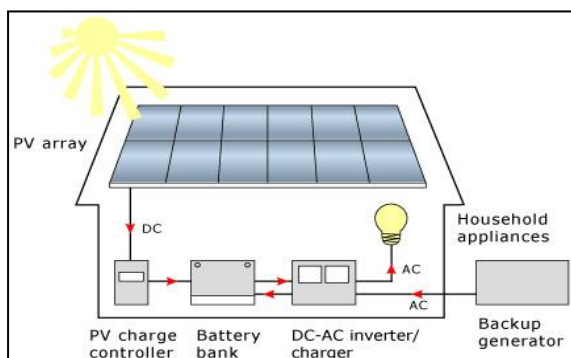


Figura 2.21 – Sistema fotovoltaico isolado. (Fonte: Independent Power)



Figura 2.22 – Painel fotovoltaico a fornecer energia eléctrica a uma bomba de água numa zona rural Australiana. (Fonte: IEA Photovoltaic Power Systems Programme))

- Sistemas isolados para aplicações industriais: A utilização da energia solar em diversos equipamentos no ramo das telecomunicações é muito frequente, especialmente ao se conseguir desta forma tornar possíveis as comunicações de diversos locais remotos ao resto do país. Outras possíveis aplicações são nos sinais de trânsito, nos sinais de navegação da marinha, nos telefones de socorro, na iluminação remota, em sistemas de tratamento de águas, etc. Este tipo de aplicações apresentam enormes vantagens, tanto a nível ambiental como económico, ao conseguirem fornecer energia a sistemas que estão longe de zonas electrificadas evitando assim o enorme custo da instalação de novas redes de energia eléctrica. (Figuras 2.23 e 2.24).



Figura 2.23 – Painel fotovoltaico a fornecer energia eléctrica a um semáforo. (Fonte: leaveyourprint.webs.com/energiasolar.htm)



Figura 2.24 – Painel fotovoltaico a fornecer energia eléctrica a uma estação de telecomunicações numa zona rural. (Fonte: Carmanah Technologies Corporation)

Segundo [31] ainda se destaca um quinto tipo :

- Bens de consumo : As células fotovoltaicas são ainda utilizadas em diversas aplicações do nosso quotidiano tais como relógios, calculadoras, brinquedos, carregadores de baterias, sinais de trânsito, tejadilhos de carros, etc. (Figuras 2.25 e 2.26).



Figura 2.25 – Tejadilho de um automóvel com células fotovoltaicas.
(Fonte: EPIA – European Photovoltaic Industry Association)



Figura 2.26 – Carregador solar.
(Fonte: Solio Universal)

Existe contudo um último conjunto de aplicações fotovoltaicas que se pode referir e que é o caso de estudo desta dissertação:

- Sistemas híbridos: Os sistemas fotovoltaicos podem também funcionar com outros tipos de fontes eléctricas tais como geradores de biomassa, eólicos, a diesel, etc., assegurando desta forma o fornecimento constante de energia eléctrica. Este tipo de sistemas podem ser ligados à rede ou então funcionar de forma isolada. (Figura 2.27).



Figura 2.27 – Sistema Híbrido Fotovoltaico - Eólico.
(Fonte: PolySolar)

De acordo com [28] , mais de 90% dos sistemas instalados mundialmente são ligados à rede eléctrica.

Os sistemas fotovoltaicos estão cada vez mais a afirmar-se como uma das maiores fontes de energia eléctrica devido à sua fiabilidade e a inúmeras vantagens tanto a nível económico, como a nível ambiental:

- É uma fonte renovável, inesgotável e “amiga do ambiente”. A única fonte de energia que utiliza é o sol, que não deixa de irradiar a terra e o silício, dos quais as células são feitas e que é um material não tóxico e abundante na terra (segundo maior material presente na massa terrestre); (Figura 2.28).

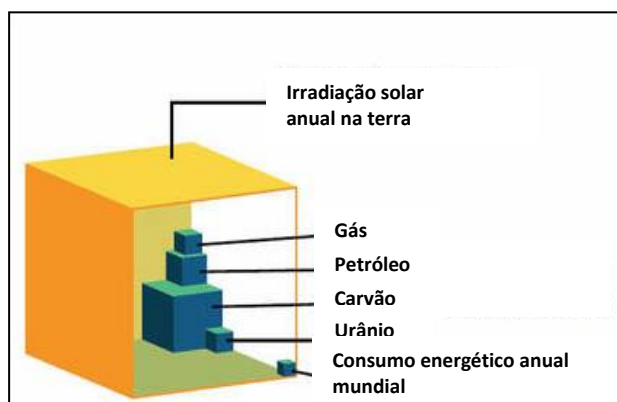


Figura 2.28 – Fontes de energia não renovável e consumo energético Vs Energia solar disponível na terra. (Adaptado de : Eco Solar Equipment Ltd.)

- Não produz ruído nem emissões prejudiciais de gases poluentes;
- Os sistemas fotovoltaicos são muito seguros e bastante fiáveis;
- O período de retorno do investimento dos módulos fotovoltaicos está cada vez mais a diminuir;
- Os materiais utilizados nos módulos fotovoltaicos podem ser reciclados (silício, vidro, alumínio, etc);
- Precisam de muito pouca manutenção;
- Possibilitam o fornecimento de energia eléctrica a áreas rurais remotas;
- Podem ser integradas de forma muito estética em edifícios e equipamentos;
- A sua indústria cria milhares de empregos;
- Contribui para tornar o mundo cada vez mais seguro em termos energéticos;

Devido a todas estas vantagens, o mercado dos sistemas fotovoltaicos tem-se expandido bastante, especialmente na Alemanha, seguido da Itália, Japão e Espanha [32]. Inúmeros incentivos estimularam a expansão e desenvolvimento desta indústria. A maior barreira à expansão deste tipo de sistema energético continua a ser o alto preço da sua produção de electricidade devido em grande parte ao seu ainda alto investimento inicial. Contudo, a competição está a crescer e novas tecnologias estão a ser desenvolvidas. Os

sistemas fotovoltaicos são hoje 60% mais baratos do que eram na década de 90 [28]. Actualmente, a maior preocupação destes sistemas reside na redução de custo do watt produzido com vista a poder competir com todas as outras fontes de energia eléctrica. Em 1997 a comissão europeia previu que no ano de 2010 a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos na Europa seria de 3.000 MW [33]. Tal como demonstra a figura 2.29 [34], esse número foi ultrapassado 4 anos antes, em 2006, sendo que o seu número já era dez vezes superior em 2010, demonstrando assim o franco crescimento e sucesso deste tipo de sistemas. Já em 2011, a capacidade total instalada na União Europeia foi de 51.357 MW. A indústria fotovoltaica na Europa tem um papel fundamental no desenvolvimento e crescimento da tecnologia fotovoltaica, ao capturar 74% do total de potência instalada mundialmente [34]. A tendência actual indica que em 2020 a potência total instalada na União Europeia seja de 120.000 MW [34].

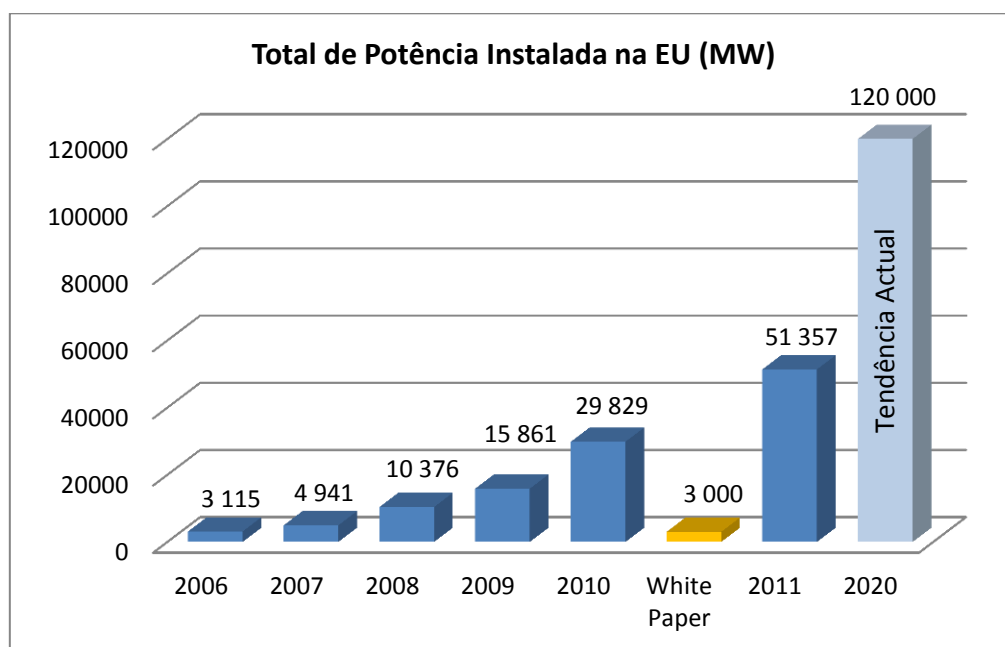


Figura 2.29 – Comparação anual do crescimento fotovoltaico na União Europeia com a previsão do artigo de 1997 (White Paper) e tendência prevista pelo Euroserv'er. (Fonte: [28] [34])

Em 2011, foram instalados na União Europeia cerca de 21.500 MW, perfazendo um total acumulado de mais de 51.000 MW nesse ano. Estes números demonstram um crescimento de 170% da potência fotovoltaica instalada em relação a 2010 [34]. No mercado da EU, praticamente todo o tipo de potência fotovoltaica instalada é utilizada em centrais fotovoltaicas ligadas à rede. Mais de 48% das instalações fotovoltaicas presentes nos 27 países da comunidade europeia encontra-se localizada na Alemanha [34].

De acordo com [32], em 2011, a capacidade total mundial instalada é de 63,6 GW. Tal como se pode verificar na figura 2.31, só a Alemanha e a Itália são responsáveis por 59% do total mundial, e se juntarmos a Espanha, os Estados Unidos, o Japão e a China, mais de 85% da capacidade fotovoltaica mundial se encontra nestes seis países.

A figura 2.30 demonstra o franco crescimento mundial acumulado da capacidade fotovoltaica instalada desde 1992 até o ano de 2011 nas suas duas aplicações (modo isolado e interligado à rede eléctrica).

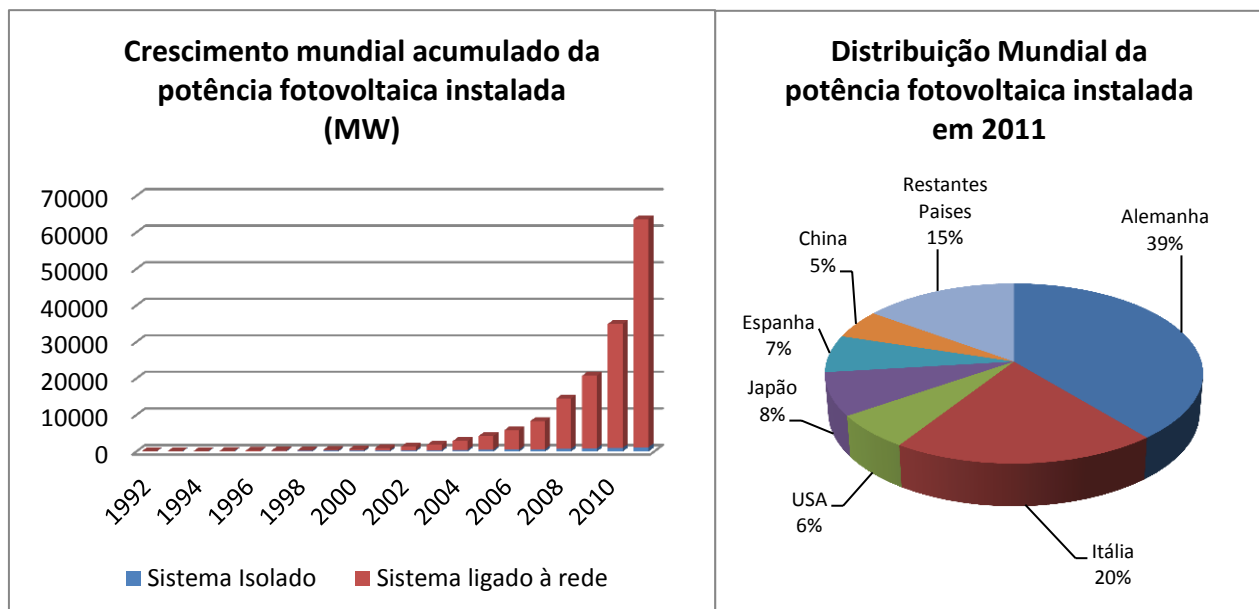


Figura 2.30 – Crescimento mundial acumulado da capacidade fotovoltaica instalada nos modos isolado e ligado à rede.
(Fonte: IEA PVPS 2012)

Figura 2.31 – Distribuição mundial da potência fotovoltaica instalada no ano 2011.
(Fonte: IEA PVPS 2012)

No ano de 2010 para 2011, notou-se um crescimento mundial de 82% da capacidade fotovoltaica instalada, muito devido ao substancial aumento dos programas de incentivos aos sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Seis países excederam os 3 GW de potência fotovoltaica acumulada, sendo que a China aumentou mais de quatro vezes a sua potência instalada. A seguir à China os maiores aumentos corresponderam à Itália (366%), França (236%) e USA (157%) [32].

2.2. Microredes de energia

2.2.1. Introdução

Tal como justificado no ponto 2.1.2 da presente dissertação, a mudança de uma filosofia de produção de energia centralizada (grandes centros produtores longe do local onde a energia é consumida) para a produção de energia descentralizada (pequenos centros produtores localizados perto do local onde a energia é consumida) fez com que se desse o aumento de pequenas fontes de energia eléctrica associadas a redes de baixa tensão, alterando desta forma o conceito tradicional de funcionamento das redes eléctricas. Essa interligação de pequenas unidades de produção de energia eléctrica descentralizadas, de cargas e de sistemas de armazenamento de energia com redes de distribuição de energia

eléctrica em baixa tensão, supervisionadas através de um inovador sistema de gestão e controlo constituem então um novo modelo de redes eléctricas denominado de “Microredes de energia” (“*Microgrids*”) [35]. Estas microredes de energia podem alimentar desde pequenas comunidades como universidades, hospitais, espaços industriais e comerciais até comunidades rurais isoladas, municípios e zonas suburbanas. Em relação ao seu método de exploração as microredes podem funcionar através de dois diferentes modos [36]:

- ❑ Modo Interligado - A microrede é ligada à rede de média tensão do distribuidor local, alimentando, pelo menos parcialmente, as cargas associadas ou injectando, caso exista, a energia excedente na rede de média tensão.
- ❑ Modo isolado - Em caso da microrede conseguir ter energia suficiente para alimentar todas as cargas associadas, em caso de defeito na rede de média tensão ou ainda, no caso por exemplo de microredes que estejam longe da rede de distribuição de média tensão, como é o caso de ilhas ou de locais remotos de difícil acesso.

Um dos principais objectivos deste tipo de redes é o de impulsionar a penetração de fontes energéticas renováveis e de outras micro-fontes “amigas do ambiente” de forma a contribuírem para a redução das emissões de gases poluentes para a atmosfera. Além disso pretendem também reduzir o custo da energia eléctrica e garantir uma maior eficiência e fiabilidade no seu fornecimento aos consumidores. Além de energia eléctrica, as microredes têm também a possibilidade de fornecer aos seus consumidores energia térmica através do aproveitamento do calor produzido por algumas fontes, o que aumenta a eficiência energética de todo o sistema [37].

2.2.2. Constituição de uma microrede

Uma microrede de energia é composta por diversos elementos, entre os quais se destacam [38]:

- Sistema de Geração Híbrida – Constituída por diversas fontes geradoras como por exemplo painéis fotovoltaicos, moinhos eólicos, barragens mini-hídricas, pequenas centrais de co-geração, células de combustível, etc.
- Cargas eléctricas e térmicas – Que se encontram em habitações, espaços comerciais, escolas, universidades, hospitais, indústria, etc.
- Sistema de armazenamento de energia – Constituído geralmente por um banco de baterias, podendo também ser constituído por flywheels, supercondensadores, etc.
- Rede de distribuição em baixa tensão – Que interliga os elementos acima mencionados (Fontes, Cargas e Armazenamento de energia). De forma a interligar todos os elementos da microrede, podem também estar a eles acoplados

conversores CC/CA, CC/CC e rectificadores, dependendo das necessidades do seu tipo de ligação ao sistema de distribuição energética da microrede.

- Equipamento de gestão e controlo – Toda a microrede é controlada e gerida por um elemento chamado de controlador central da microrede, geralmente instalado no lado da baixa tensão na zona de interligação à rede de média tensão. O controlador central da microrede tem um número de funções cruciais no sistema, que serão detalhados mais à frente nesta tese, e pode ser visto como a interface entre a microrede de energia e a rede de média tensão do distribuidor local. Num segundo nível hierárquico de controlo, cada fonte geradora e equipamento de armazenamento de energia é controlado localmente por um controlador de fonte, e cada carga eléctrica é controlada por um controlador de carga. A operação e funcionamento de todo o sistema requer, obviamente, comunicação e interacção entre todos estes controladores nos dois diferentes níveis de controlo [36].

A figura 2.32 ilustra o funcionamento do sistema de uma microrede e a integração dos elementos que a constituem.

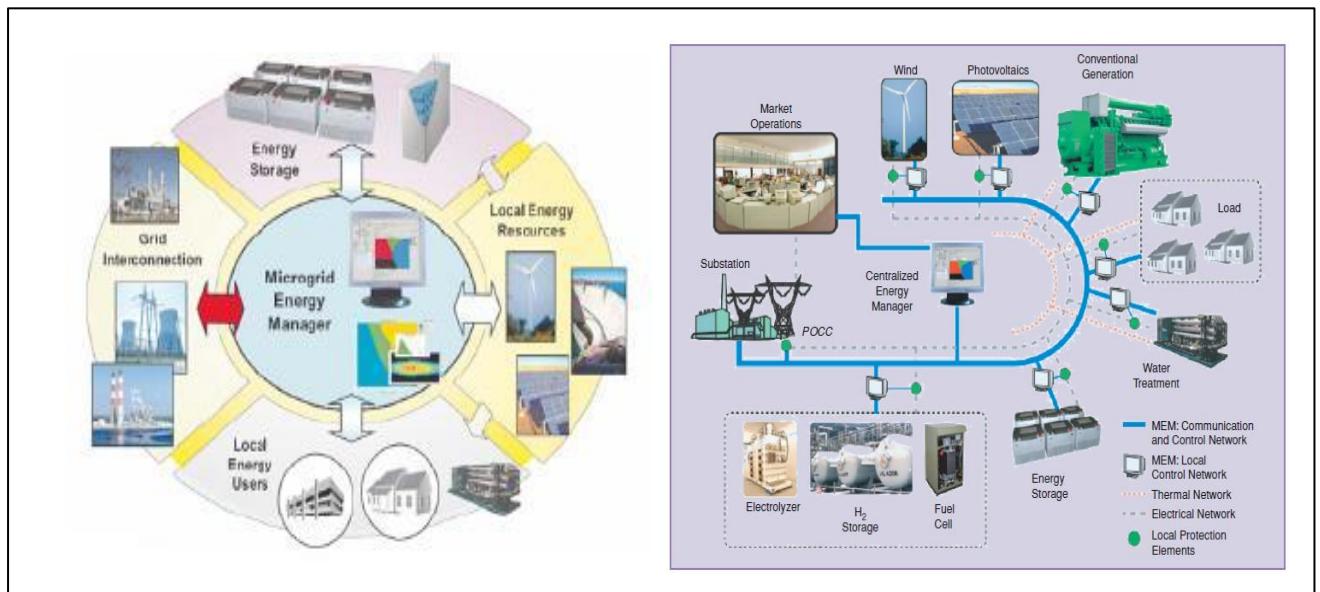


Figura 2.32 – Esquema do sistema de gestão energética da microrede de energia desenvolvida pela General Electric ilustrando os elementos que a constituem (Fonte: GE Global Research)

As microredes de energia ainda podem ser classificadas em dois diferentes tipos de configuração possível [2]:

- Com o barramento de interligação dos elementos geradores em corrente contínua (CC);
- Com o barramento de interligação dos elementos geradores em corrente alternada (CA);

As figuras 2.33 a) e b) apresentam o diagrama de blocos das configurações CC e CA respectivamente com as setas a elucidarem o sentido do fluxo de energia em cada ramo do sistema.

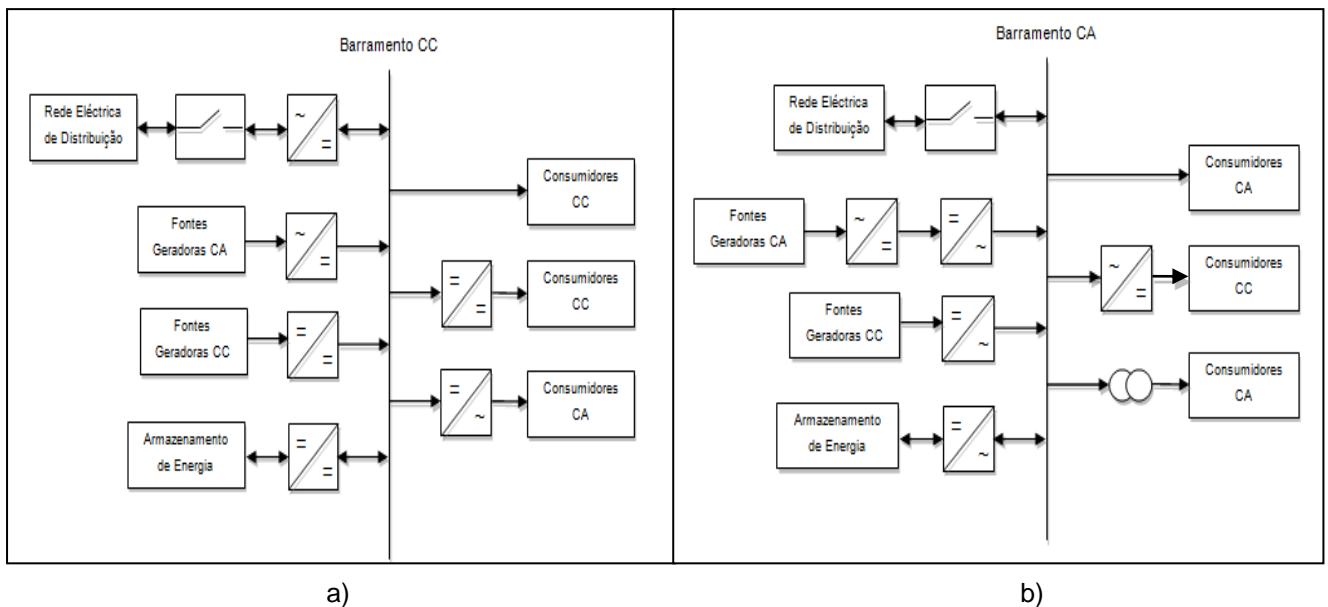


Figura 2.33 – Configuração da microrede com acoplamento em barramento CC (a) e CA (b).

Também poderão existir configurações mistas, com um barramento CC onde são ligadas as fontes geradoras de corrente contínua e também com um barramento CA, onde são ligadas as fontes geradoras de corrente alternada. Esta configuração também é bastante utilizada já que os geradores fotovoltaicos fornecem energia eléctrica em CC e a maioria dos aerogeradores de médio porte já possuem um sistema de controlo de potência, fornecendo energia eléctrica em CA nos níveis de tensão utilizados no fornecimento de energia eléctrica (230 V).

A configuração com o barramento CC apresenta inúmeras vantagens face à configuração com barramento CA [3] [4] [5] :

- Apresenta altos índices de qualidade no fornecimento de energia;
- Maior capacidade de transferência de energia;
- Menos distúrbios injectados na rede de distribuição eléctrica;
- Simplificação dos conversores responsáveis pela ligação das fontes distribuídas à rede de distribuição da microrede;
- Simplificação dos conversores responsáveis pela ligação da rede de distribuição da microrede às cargas eléctricas;

- Conseguem-se obter vários níveis de tensão sem ter de se recorrer a transformadores;
- Não é necessária a sincronização das fontes geradoras distribuídas;
- Flutuações da potência gerada pelas fontes distribuídas, distúrbios no nível de tensão e de corrente são compensadas no barramento CC pelos equipamentos de electrónica de potência e de armazenamento de energia a ele conectados;
- Apresenta menores perdas ao necessitar de menos níveis de conversão energética;

Contudo a configuração com o barramento CA também apresenta algumas vantagens [5]:

- É a configuração utilizada à mais tempo, tendo já provado a sua funcionalidade, apresenta componentes fiáveis e já disponíveis no mercado;
- É a abordagem mais conveniente na interligação das fontes distribuídas à rede eléctrica;
- Menor custo do sistema de protecção;

São necessários estudos mais pormenorizados de forma a se determinar qual das duas configurações é a mais vantajosa já que esta questão pode depender de diversos factores particulares em cada caso [2] [5] [39].

2.2.3. Controlo de microredes de energia

O controlo de uma microrede de energia está fortemente associado ao seu balanço energético, com a potência nela gerada e consumida, e ao possível armazenamento de energia. De forma a actuar sobre os aspectos anteriormente enunciados, existem quatro parâmetros fundamentais a serem controlados e mantidos dentro dos seus valores aceitáveis – frequência, tensão, potência activa e potência reactiva. Com a finalidade de controlar esses parâmetros existem então numa microrede de energia essencialmente dois diferentes tipos de controladores [40]:

- Os controladores de carga e de fonte, chamados de controladores locais, pertencem a um nível hierárquico baixo agindo como interfaces para controlar as cargas e os níveis da potência activa e reactiva produzida pelas fontes e pelos sistemas de armazenamento de energia de forma a garantir a ininterruptibilidade do sistema.

Este tipo de controladores também pode ter a função de manter a tensão do barramento da microrede no seu valor pretendido caso ele seja em corrente contínua ou em corrente alternada, como também pode ter a função de retirar o máximo de energia possível das fontes produtoras fazendo com que elas sigam o seu nível de potência máximo. De forma a actuar no sistema, estes elementos usam geralmente o clássico algoritmo de controlo PI associado a electrónica de potência.

- O controlador central da microrede de energia, que pertence a um nível hierárquico superior relativamente aos controladores descritos anteriormente, age como controlador central do sistema cuja finalidade é a de gerir a política técnica e económica da microrede. Para garantir uma operação fiável e eficiente da microrede, este controlador deverá cumprir determinados objectivos essenciais [41] :
 - Assegurar que todas as cargas eléctricas e térmicas são abastecidas;
 - Minimizar as emissões poluentes e as perdas do sistema;
 - Maximizar a eficiência operacional das fontes geradoras;
 - Assegurar que a microrede satisfaz as exigências contratuais da rede eléctrica do distribuidor de energia local à qual ela está ligada;
 - Enviar valores de referência individuais acerca da tensão e potência activa para os controladores locais;
 - Conseguir manter a microrede a trabalhar de forma isolada e independente da rede eléctrica tornando-a também capaz de enfrentar possíveis defeitos que possam surgir;
 - Comunicar e interagir com o centro de comando e controlo da rede de distribuição local com o intuito de melhorar a gestão e operação da rede de média tensão;

Apesar de cada controlador local poder trabalhar de forma autónoma garantindo uma optimização do funcionamento do elemento que controla, o controlador central da microrede é responsável pela optimização a um nível global de todo o sistema da microrede, usando a informação acerca das necessidades das suas cargas eléctricas e térmicas, da quantidade de energia produzida pelas suas fontes geradoras, do nível de carga do sistema de armazenamento de energia, do valor da tensão no barramento da microrede e nas cargas que alimenta, dos requisitos ao nível da qualidade da energia produzida, do seu preço, das necessidades de mercado (compra e venda de energia), das necessidades da rede eléctrica, etc. Com todos os elementos necessários recolhidos, o controlador central gere a microrede de energia, tomando opções com vista a minimizar a necessidade de pedir energia à rede caso seja favorável, vender energia ou armazená-la caso exista excesso de produção, mantendo o sistema a funcionar de forma sustentável, eficiente e o mais autónomo possível.

2.2.4. Enquadramento das microrredes no sistema de energia eléctrica

As redes de energia eléctrica têm vindo a ser projectadas de maneira a que o seu funcionamento na média e na baixa tensão tenha um enorme impacto na qualidade de serviço vista pelos consumidores, ao contrário das redes de alta tensão em que as falhas ou defeitos no seu sistema não afectam normalmente o abastecimento eléctrico aos consumidores que estão ligados a eles através das redes de média ou baixa tensão. Cerca de 80% das falhas eléctricas nos países da União Europeia tem origem em defeitos das redes de média e baixa tensão [40]. Com a economia mundial cada vez mais dependente de uma forma segura e fiável de fornecer energia de alta qualidade e com a mudança do paradigma de operação centralizado para descentralizado que tem decorrido nos últimos anos, as fontes produtoras de origem distribuída têm vindo a ser integradas tanto na média tensão como na baixa tensão. A introdução destas fontes distribuídas têm traduzido inúmeros benefícios, ao serem fontes de alto rendimento que aproveitam também o calor desperdiçado na produção de electricidade e ao fornecerem energia de forma fiável, com índices de qualidade muito elevados, e com baixos índices de poluição, no caso das fontes de origem renovável, favorecendo assim a política ambiental que cada vez mais desempenha um importantíssimo papel nos dias de hoje. Estas fontes distribuídas permitem ainda diminuir o problema da congestão da rede eléctrica, reduzindo a necessidade do aumento de capacidade de novas fontes ou linhas de transporte, oferecendo assim a hipótese de alimentar parte das cargas da rede. Com os avanços ao nível da electrónica de potência, dos sistemas de computação e comunicação e da tecnologia de controlo, a possibilidade de integrar fontes distribuídas e sistemas de armazenamento de energia num único sistema controlado com ligação à rede eléctrica tornou-se assim numa opção técnica e economicamente viável [41].

As microrredes de energia foram assim propostas como uma nova abordagem à integração das fontes de energia descentralizadas com a rede eléctrica, ganhando desta forma um papel crítico na mudança de estratégia das redes de distribuição e transporte. A finalidade das microrredes de energia é que funcionem de forma auto-suficiente, independentes da rede eléctrica. Contudo, devido a razões de segurança e flexibilidade do abastecimento de energia elas serão normalmente ligadas às redes eléctricas ou a outras microrredes adjacentes. Estas ligações com outras redes podem ser bidireccionais, permitindo a importação ou exportação de energia, ou, dependendo das políticas comerciais podem ser somente unidireccionais. Do ponto de vista da rede eléctrica, estas microrredes de energia podem ser vistas como mais uma fonte consumidora ou geradora, dependendo do sentido do fluxo de energia no ponto de ligação. A capacidade das microrredes de funcionarem de forma isolada, fornece aos seus clientes uma importante vantagem na continuidade de fornecimento de energia em caso de defeitos aos níveis da rede de distribuição de energia. Contudo a avaliação dos efeitos do impacto da integração das microrredes de energia na rede eléctrica e as necessidades técnicas deste tipo de sistemas necessita ainda de um estudo mais aprofundado que se tem vindo a efectuar, tentando sempre responder aos inúmeros desafios que se vão colocando [40].

2.2.5. Vantagens e possíveis inconvenientes das microrredes

As microrredes de energia vêm revolucionar o mundo dos sistemas de potência ao apresentarem inúmeras vantagens face ao actual estado dos sistemas de geração, transporte e distribuição de energia [37] [1] [42] :

- Maior eficiência energética, conseguida através do aumento do rendimento energético das fontes geradoras distribuídas face aos grandes centros produtores, da redução das perdas de transporte de energia a longas distâncias e dos vários níveis transformadores a eles associados, além da potência disponível que não é aproveitada durante os momentos de baixo consumo;
- Minimização do consumo energético, ao introduzir um avançado sistema de controlo que controla o fluxo de energia produzida, consumida e armazenada como um sistema único;
- São sistemas com um impacto ambiental muito reduzido, ao utilizarem fontes produtoras diversificadas de pequenas dimensões, de origem renovável e com muito baixa emissão de gases poluentes;
- São sistemas economicamente mais viáveis, ao eliminar necessidade da construção de subestações transformadoras, de grandes centros produtores e de longas linhas de transporte justificando uma avaliação positiva na sua relação custo / benefício;
- São sistemas de energia mais fiáveis, ao conseguirem trabalhar de forma auto-suficiente, autónoma da rede eléctrica, elevando assim o seu nível de fiabilidade face a possíveis falhas na rede de média ou alta tensão;
- Traz benefícios para a rede eléctrica, ao poder exportar energia com bons índices de qualidade, ao reduzir o problema da congestão da rede eléctrica e a necessidade do aumento da capacidade das linhas e das fontes geradoras;
- Introduz novas políticas e estratégias comerciais, podendo conseguir oferecer preços bastante competitivos aos seus consumidores finais ao conseguir também reduzir o monopólio detido pelas grandes empresas e a intensidade de tráfego nas redes de transporte e distribuição, podendo comprar energia à rede quando for economicamente mais viável;

- Maior controlo sobre o perfil da tensão e da potência reactiva produzida;

Todavia, o desenvolvimento deste tipo de redes ainda enfrenta várias dificuldades e apresenta também alguns inconvenientes [37] [1] :

- Maior complexidade no planeamento e na operação do sistema eléctrico ao ter que gerir várias fontes produtoras e o armazenamento de energia de forma a garantir aos seus consumidores o fornecimento de energia de forma ininterrupta e com alta qualidade;
- Maiores dificuldades nos procedimentos e na realização de manutenções, especialmente nas medidas de segurança que devem ser tomadas;
- Custo elevado dos equipamentos de produção distribuída;
- Falta de experiência, regulamentação e normas;
- Maiores dificuldades ao nível administrativo, contratual e comercial;
- Maior complexidade da coordenação e selectividade das protecções;
- Possíveis dificuldades para o sistema energético devido ao facto de as fontes distribuídas serem inerentemente assíncronas e dificuldades também em controlar um número elevado deste tipo de fontes onde a maior parte delas tem a si acoplado interfaces electrónicas;
- Necessidades ao nível da infra-estrutura específica de telecomunicações e de protocolos de comunicação de forma a auxiliar a gestão e operação da microrede;

2.2.6. Conclusão e futuros desafios das microrredes de energia

A tecnologia das microrredes de energia corresponde a um novo olhar sobre as redes de distribuição e irá permitir de uma forma eficiente e flexível a integração de unidades de geração de energia distribuída às cargas consumidoras como um só sistema controlável, permitindo além de um fornecimento de energia eléctrica com bons índices de qualidade, a possibilidade também do fornecimento de energia térmica aproveitado por algumas micro-fontes de energia.

Existem, contudo, questões do foro tecnológico, legal e regulamentar que têm de ser considerados antes que o conceito de microrede possa ser implementado em larga escala:

- Necessidade de novas tecnologias para a gestão dos grandes desequilíbrios entre a geração e a carga, com o recurso ao armazenamento de energia, escolha das cargas cruciais, etc;
- Características específicas da rede ao nível da forte interacção entre a potência activa e reactiva, o seu controlo e as implicações no mercado;
- Desafios ao nível da gestão das diversas tecnologias de fontes geradoras distribuídas e respectivos interfaces de electrónica de potência a eles associados;
- Como novo sistema que é, existem questões também ao nível das protecções e segurança que precisam de ser resolvidas;
- Construção de modelos dinâmicos dos diversos elementos e simulação deste tipo de sistemas com vista a justificar as suas vantagens e eficácia;
- Desafios ao nível do comércio e gestão de energia de origem descentralizada e de mecanismos de mercado de forma a assegurar uma gestão das cargas consumidoras e um fornecimento de energia seguro e eficiente;
- Desenvolvimentos ao nível do estabelecimento de preços para a compra e venda de energia nas situações de operação isolada e interligada e de mecanismos para assegurar um acesso seguro, aberto e economicamente viável à rede de distribuição local;
- Desenvolvimentos de plataformas específicas de comunicação e controlo de forma a controlar a gestão energética dentro da microrrede e a sua possível ligação com as redes de distribuição local ou microrredes vizinhas;
- Este novo sistema irá fazer com que haja necessidade de atribuir novas tarefas e responsabilidades às empresas encarregadas pela geração, transporte e distribuição de energia e aos seus clientes consumidores de energia;

Existem ainda problemas óbvios em mudar do sistema actual de energia, com centros de geração, redes de transporte e de distribuição para o conceito de microrredes de energia. A infra-estrutura existente não está apropriada dos meios necessários à sua transformação em microrredes e será preciso uma percentagem significativa de consumidores de forma a também participarem na geração de energia. Será mais fácil numa primeira abordagem começar por implantar microrredes em áreas subdesenvolvidas, com o consequente difícil acesso a redes de distribuição, ou possivelmente em comunidades rurais isoladas do que em áreas já

desenvolvidas. Em termos comerciais, os desenvolvimentos ao nível das fontes geradoras distribuídas e também da sua possível integração em microrredes de energia tem sido comparado à revolução na indústria de telecomunicações e foi estimado que aproximadamente dentro de uma década, o mercado deste tipo de equipamentos será superior a 60 biliões de dólares por ano [10]. Desde o ano 2000 que a *US Electric Power Research Institute* e a *ABB* prevêem o aparecimento de plataformas de redes virtuais inteligentes capazes de reduzir o impacto ambiental, aumentar a eficiência do sistema e reduzir o seu custo de operação [43].

De forma a responder a todos estes desafios e à resolução de possíveis problemas que possam surgir nas microrredes de energia, foram implementados mundialmente diversos projectos de investigação, desenvolvimento e demonstração deste tipo de sistemas [16], entre os quais se podem destacar:

- União Europeia
 - ✓ **EU Microgrids Research Project** - *The Microgrids: Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids* – Dentro da “Agenda de Investigação da Europa sobre as Redes Eléctricas do Futuro” o projecto foi fundado com 4,5 milhões de euros tendo já apresentado várias soluções técnicas inovadoras [40].
 - ✓ **EU More Microgrids Research Project** - *More Microgrids: Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids* - Dentro da “Agenda de Investigação da Europa sobre as Redes Eléctricas do Futuro” o projecto foi fundado com 8,5 milhões de euros, vem no seguimento do projecto acima mencionado e encontra-se ainda em fase de desenvolvimento.
- Estados Unidos da América
 - ✓ **CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions) Microgrid Project** - Financiado pelo departamento de energia dos Estados Unidos sob a tutela do OE e da CEC, o projecto encontra-se ainda em fase de desenvolvimento e de testes.
 - ✓ **GE Global Research Microgrid** - Financiado pelo departamento de energia dos Estados Unidos com 4 milhões de dólares, o projecto incide mais sobre o controlo e a supervisão das microrredes e encontra-se ainda em fase de desenvolvimento.
 - ✓ **DUIT (Distributed Utility Integration Test)** - Fundado pelo CEC, o projecto tem o objectivo de testar a integração de fontes geradoras distribuídas com a rede eléctrica.

- Japão
 - ✓ **NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) Microgrid Projects** - Fundado pelo ministério da economia, comércio e indústria, através da agência de gestão de fundos de investigação e do programa de redes eléctricas regionais avançadas, começou com quatro aplicações e demonstrações de microrredes de energia sob o projecto de integração da rede eléctrica regional com fontes de energia renovável. Estes testes de projectos de microrredes foram efectuados no terreno em quatro zonas diferentes - Aomori, Aichi, Kyoto e Sendai. O sumário de alguns dos seus resultados é apresentados em [16].

2.3. Controlo por lógica difusa (*Fuzzy Logic*)

2.3.1. Introdução

A Lógica Difusa (*Fuzzy Logic*), pode ser definida como uma tecnologia que permite integrar informações qualitativas, dados de natureza incerta e conhecimentos linguísticos na implementação de sistemas inteligentes [12].

Nos últimos 20 anos, a teoria por detrás da Lógica Difusa tem-se estabelecido como uma nova metodologia para representar incertezas e ambiguidades. O grande arranque do controlo por Lógica Difusa deu-se em 1965 apartir da publicação do artigo “*Fuzzy Sets, Information and Control*” [44], pelo criador da Lógica Difusa Lotfi A. Zadeh e desde então as pesquisas na área continuaram, resultando em inúmeras publicações de aplicações do conceito que apresentaram resultados muito promissores. Um dos grandes impulsionadores deste tipo de controlo foi também E. H. Mamdani desde a publicação do artigo [45] em 1974. Segundo este autor em [46], a ideia deste género de controlo é, basicamente, a de incorporar a experiência humana de operação de processos na implementação de um controlador. Apartir de um conjunto de regras linguísticas que descrevem a estratégia de controlo do operador, é construído um algoritmo de controlo onde as palavras são definidas como parâmetros difusos (*Fuzzy Sets*). Ao conjunto das regras combinadas apartir dos parâmetros difusos e que representam o conhecimento aplicado ao processo de decisão, foram chamados de sistemas especialistas de lógica difusa (*fuzzy expert systems*). Os controladores baseados nestes sistemas utilizam assim a tecnologia acima descrita de forma a modelar decisões de controlo, ajustando a saída de sistemas complexos sem a necessidade do conhecimento da dinâmica, das variações dos parâmetros internos ou do modelo matemático do sistema a controlar. Precisamente devido a essa sua característica, são assim considerados como controladores de natureza não-linear e adaptativa, apresentando, tal como será descrito no ponto 2.3.4. da presente tese, diversas vantagens face aos métodos tradicionais de controlo.

Com o desenvolvimento da tecnologia electrónica nos últimos anos, as aplicações do controlo por lógica difusa cresceram bastante, tendo sido provado o seu sucesso em variados campos, como no controlo de geradores [47], elevadores [48], reactores nucleares [49], transmissão automóvel [50], sistemas automáticos de operação de comboios [51], etc.

2.3.2. Constituição e funcionamento do controlo por lógica difusa

O princípio de operação de um controlador de lógica difusa é semelhante ao de um operador humano. Ele executa as mesmas acções que um operador humano ao ajustar a entrada do sistema a controlar com base no seu sinal de saída, recorrendo a um conjunto de regras preconcebidas do tipo “SE <antecedente> - ENTÃO <consequente>”. A primeira parte de cada frase da regra (*antecedente*) refere-se aos adjectivos que descrevem as regiões das variáveis obtidas na entrada. Qualquer valor que tenha a variável de entrada, pertence a uma destas regiões com um determinado grau de pertença. Esse grau de pertença é atribuído pela função de pertença associada ao valor da variável. A segunda parte de cada frase da regra (*consequente*), está associada ao valor da variável de saída. Com o objectivo de obter o valor de saída do controlador, os graus de pertença da primeira parte da regra são calculados por todas as regiões através das funções de pertença, avaliando-se numa primeira etapa qual os seus graus com maior peso, identificando desta forma quantitativamente o valor a que se encontra a entrada do sistema. Associando a região da variável de entrada do sistema com as regras previamente estipuladas, será então escolhida qual deverá ser a saída do controlador.

De forma a cumprir o princípio de funcionamento acima descrito, um controlador de lógica difusa é constituído essencialmente por quatro módulos funcionais [52]:

- Módulo de fuzzyficação – É onde se modela matematicamente as informações das variáveis de entrada por meio de um conjunto fuzzy, com as respectivas faixas de valores onde estão definidas. A cada variável é atribuído um valor linguístico que representa o seu estado, e, por sua vez, a cada valor linguístico é associado, através das funções de pertença, um conjunto fuzzy.
- Módulo de base de regras – Considerado como o núcleo do controlador, é onde são guardados os valores das variáveis e as suas classificações linguísticas. É neste módulo onde se armazenam as regras linguísticas que interligam os valores das variáveis de entrada, aos valores de saída do sistema a controlar.
- Módulo de inferência – É onde se avaliam as regras guardadas no módulo de base de regras tendo em conta o valor das variáveis de entrada fornecidos pelo módulo de fuzzyficação. Nesta etapa, um processo muito utilizado é o de Mandami [53]. Este processo, demonstrado na figura 2.34, é baseado na regra

de composição de inferência “*max-min*” onde cada regra é associada com o operador lógico “e”, modelado pelo operador mínimo, e onde as saídas parciais são agregadas pelo operador lógico “ou”, modelado pelo operador máximo. O grande êxito do sistema depende da qualidade de implementação deste módulo.

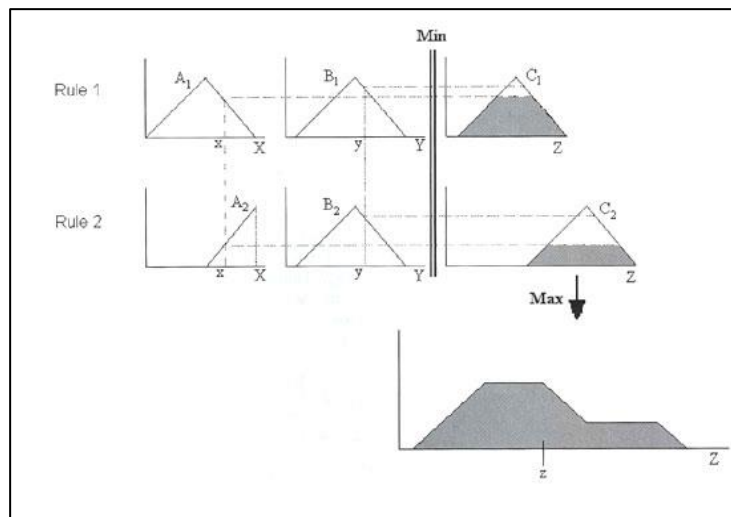


Figura 2.34 – Modelo de inferência Mamdani com a composição “*max-min*” (Fonte : [88])

- **Módulo de defuzzyficação** – É onde o estado da variável de saída fuzzy é traduzida num valor real numérico. Um dos métodos mais utilizados para a defuzzyficação é o chamado método de centro de gravidade (centroid). Neste método o cálculo da saída do controlador é feito com base no centro da área da figura resultante da união de todos os resultados válidos provenientes das regras impostas.

De forma a melhor se entender o funcionamento de um controlador de lógica difusa, é apresentado na figura 2.35 um esquema funcional deste tipo de controlador com a interligação de todos os módulos acima descritos.

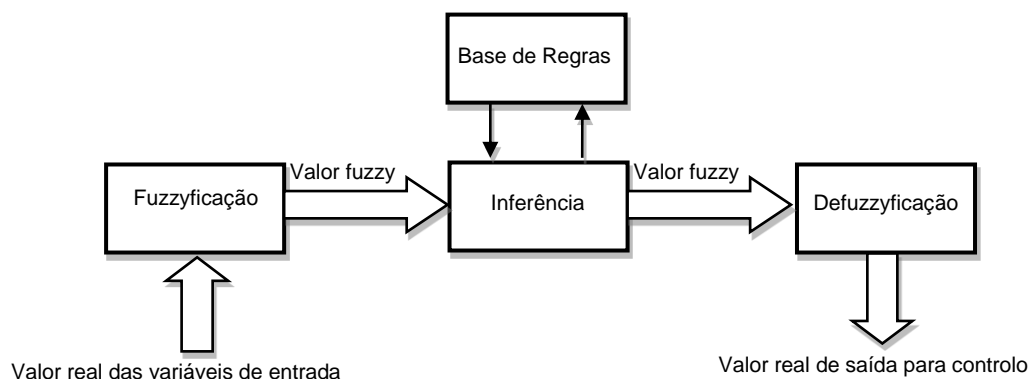


Figura 2.35 – Etapas de funcionamento de um controlador de lógica difusa

2.3.3. Aplicação do conceito de lógica difusa ao controlo energético de sistemas de energia eléctrica

Tradicionalmente os sistemas de energia eléctrica são complexos, dinâmicos, e de grandes dimensões, o que faz com que para a sua operação e controlo existam inúmeros factores a ter em conta, tais como a grande quantidade de dados de entrada e pontos de controlo para ajustar a energia gerada à energia consumida, os diversos casos de desequilíbrios que podem surgir, os variados parâmetros de segurança necessários e as considerações económicas que geralmente são implicadas neste tipo de sistemas. Uma das razões que dificulta o controlo dos sistemas de potência é a incerteza existente a quando da sua operação. Algumas destas incertezas são:

- Medições imprecisas das variáveis do sistema;
- Falta de precisão dos valores dos parâmetros do sistema que foram utilizados na criação do seu modelo;
- Aproximações e simplificações consideradas nas estruturas do modelo usado para a planificação e operação do sistema;
- Falta de precisão na previsão da evolução da carga do sistema;
- Imprevisibilidade de acontecimentos, tais como defeitos no funcionamento de equipamentos ou a existência de condições meteorológicas adversas;
- Informação incompleta sobre o estado do sistema de potência eléctrica;
- Variações na forma de aplicação do controlo do sistema por parte dos operadores humanos;

A privatização mundial de empresas distribuidoras e produtoras de electricidade levou ao fim do monopólio neste ramo de actividade, o que fez com que aumentasse o nível de complexidade dos sistemas de potência. Este fenómeno implicou que os produtores, os controladores das redes transporte e as empresas responsáveis pela distribuição de energia eléctrica tivessem de cooperar numa plataforma competitiva de forma a fornecerem energia eléctrica mais barata, de uma forma mais segura e de acordo com todas as normas e procedimentos correctos. O aparecimento de todas estas novas empresas adicionou uma ainda maior incerteza no problema da operação e planificação dos sistemas de potência.

A maior parte dos algoritmos tradicionais de controlo desenvolvidos para fornecerem soluções para casos específicos dos sistemas de potência, são dependentes da validade dos dados que lhe são fornecidos, o que faz com que quando existam erros nesses dados, eles

podem ter efeitos graves nos resultados obtidos por estes algoritmos. Uma das soluções para ultrapassar este problema passa por utilizar algoritmos que não sejam dependentes das variações e imprecisões dos dados que lhe são fornecidos e da ambiguidade na interpretação das regras utilizadas na operação dos sistemas de potência. O controlo por lógica difusa é a resposta ideal, ao cumprir todos estes requisitos.

Depois de constatadas as suas vantagens face aos métodos tradicionais e a sua possível eficácia no controlo de sistemas de potência, têm sido recentemente desenvolvidas inúmeras aplicações do conceito de lógica difusa ao controlo energético de sistemas de potência eléctrica. A maioria destes controladores é aplicada na área do controlo da estabilidade dos sistemas de potência [54] [55] [56] [57] e no controlo de equipamentos de electrónica de potência [58], [59] [60] [61], ao controlarem dispositivos como tirístores ou GTO's em diversos equipamentos de potência.

2.3.4. Vantagens do controlo por lógica difusa face aos métodos tradicionais

A principal vantagem do controlo por lógica difusa é a possibilidade de implementar num método de controlo a experiência humana, a intuição e heurística, e principalmente o facto de não ser necessário um modelo exacto que represente o sistema ou ter de estimar os seus parâmetros, conseguindo desta forma obter as acções de controlo desejadas para sistemas complexos, incertos e não-lineares. Apesar destas grandes vantagens enunciadas face aos métodos de controlo tradicionais, existem ainda outras importantes de referir:

- Maior facilidade de implementação;
- Menor custo, uma vez que utiliza menos recursos;
- Não necessita do modelo de pequenos sinais do sistema a controlar para estimar o seu funcionamento;
- Consegue lidar com dados imprecisos do sistema;
- Possibilidade de controlar sistemas mais complexos de uma maneira simples, mesmo em condições de ruído ou de perturbações de diferentes naturezas;
- Maior robustez e eficácia de controlo;
- É um método baseado em regras empíricas trazendo um nível de inteligência superior aos métodos tradicionais;

- Consegue obter previsões do funcionamento do sistema com um mínimo de informação;
- Utiliza uma linguagem idêntica à aplicada pelos operadores humanos;

Contudo, apesar das enormes vantagens acima referidas, os métodos de controlo clássicos podem ultrapassar em termos de eficácia o controlo por lógica difusa quando estiverem a trabalhar em sistemas com um modelo matemático detalhado conhecido (por exemplo na robótica). O método de controlo por lógica difusa apresenta ainda algumas desvantagens [62], uma vez que geralmente são necessárias várias tentativas de ajuste das funções de pertença de forma a conseguir estimar os seus parâmetros ideais e caso existam vários dados de entrada, estes podem criar um elevado número de regras, o que tornará o controlo do sistema mais pesado e lento. Se as regras definidas falharem ao ter de englobar todas as possibilidades, o controlador pode também não funcionar correctamente.

2.3.5. Conclusão

Desde a introdução da teoria por detrás da lógica difusa [44] e a sua aplicação aos sistemas de controlo [45], este conceito tornou-se numa útil e importante ferramenta, especialmente no controlo de sistemas dinâmicos e não-lineares devido à sua capacidade de previsão e controlo sem a necessidade do conhecimento detalhado do sistema, observando apenas a sua saída. Com os avanços computacionais, as aplicações dos controladores baseados em lógica difusa aumentaram em grande número, sendo aplicados nos dias de hoje ao controlo dos mais diversos tipos de sistemas.

2.4. Importância da Simulação Computacional

O recurso a ferramentas de simulação computacional tem ganho cada vez mais destaque no desenvolvimento e análise de diversos sistemas, principalmente quando estes apresentam um elevado nível de complexidade. Estas ferramentas possibilitam a análise do comportamento dos vários sistemas, fazendo um estudo da sua resposta quando estes ficam sujeitos a perturbações e variações nos seus parâmetros, permitindo o ajuste das suas variáveis para que se obtenham os resultados esperados. Apesar desse estudo poder ser feito também num sistema real em ambiente laboratorial, ao se recorrer à simulação numa fase de concepção, obtém-se a grande vantagem de poder testar o sistema em causa perante qualquer tipo de situação sem que isso possa trazer consequências, quer a nível do material utilizado, quer à pessoa que está a desenvolver o sistema, uma vez que numa primeira fase, não se pode saber ainda como o sistema irá reagir. Outra das grandes vantagens é a percepção *a priori* de problemas, que numa fase de implementação poderiam criar mais dificuldades na sua resolução e consequentemente implicar um maior tempo de investigação e custos mais

elevados. Pode-se ainda acrescentar que o uso de ferramentas de simulação torna mais flexível num curto espaço de tempo, a manipulação e a validação das variáveis do sistema, as quais seriam muitas vezes difíceis de serem implementadas na realidade sem um instrumento de simulação, quer pelo preço, pela impraticabilidade ou pela impossibilidade de fazê-la. Outra das possíveis aplicações das ferramentas de simulação é a sua vertente como instrumento de validação ao verificar e solucionar soluções analíticas [63].

Quanto mais se conseguir aproximar o modelo do sistema à realidade, mais credíveis serão os resultados obtidos nas simulações, podendo observar-se o comportamento do sistema de uma forma muito fiável. O facto das ferramentas de simulação serem cada vez mais utilizadas e permitirem fazer as afinações necessárias aos parâmetros do sistema de forma a melhorar o seu desempenho, têm também contribuído para o desenvolvimento e adequação dos modelos à sua realidade. O conceito central da simulação é, portanto, a replicação de um sistema, tão parecido quanto possível com a realidade e, através da sua simplificação, imitar matematicamente situações a fim de estudar seu comportamento e retirar conclusões para a tomada de decisão com base nos resultados obtidos. Esta ideia da simulação computacional pode ser melhor compreendida através da figura 2.36 [64].

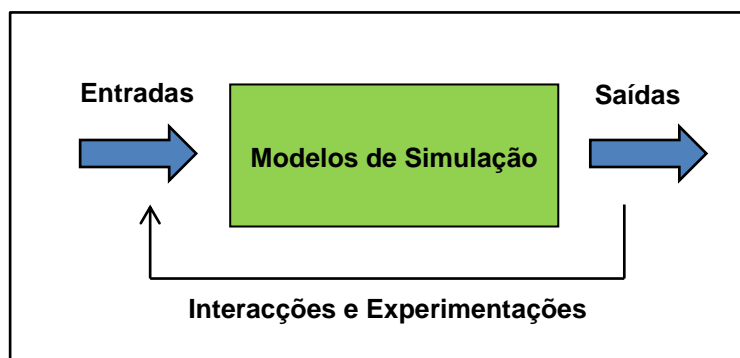


Figura 2.36 – Base conceitual da simulação (Fonte: [64])

Devido a todas as vantagens descritas, existe actualmente uma enorme variedade de ferramentas de simulação disponíveis no mercado, estando este negócio em franco e contínuo desenvolvimento. Dentro deste universo existem ferramentas de simulação mais vocacionadas para um certo tipo de aplicações, conseguindo uma melhor aproximação à realidade, e outras mais gerais, com uma maior gama de aplicações. No caso das máquinas eléctricas e electrónica de potência existem ferramentas de simulação bastante específicas como é o caso do PSCAD, Caspoc, PLECS, entre outras [65]. No caso deste trabalho foi utilizado o programa *MatLab®/Simulink®*, que embora não seja um software concebido de raiz para a área dos sistemas de potência, apresenta também, através da ferramenta *SimPowerSystems™*, um excelente potencial nesta área.

Capítulo III - Construção e Implementação dos Modelos Utilizados em Ambiente Matlab®/Simulink®

3.1. Introdução

Tal como justificado no ponto 1.3 da presente tese, a plataforma escolhida neste trabalho para a implementação, simulação e gestão de uma microrede de energia foi a ferramenta *SimPowerSystems*TM do programa *MatLab*®/*Simulink*®. De forma a testar a microrede em estudo, tanto no modo isolado como no modo interligado à rede eléctrica, foram estudados e implementados em ambiente *MatLab*®/*Simulink*® um conjunto de modelos dinâmicos tanto das fontes geradoras e de armazenamento de energia como dos sistemas de controlo a eles associados. Com base nestes modelos e na implementação dos restantes elementos necessários ao conceito de microrede, como as cargas, a rede eléctrica e o sistema de controlo energético, foi construída nesta tese uma ferramenta de simulação e gestão de uma microrede. Este capítulo descreve no ponto 3.2. a ferramenta computacional *SimPowerSystems*TM e de seguida, no ponto 3.3, é explicada a construção dos modelos de produção descentralizada renovável utilizados na microrede em estudo nesta dissertação.

3.2. Ferramenta *SimPowerSystems*TM no auxílio da construção de modelos eléctricos em Matlab®/Simulink®

A simulação dinâmica de sistemas eléctricos é, actualmente, uma actividade essencial nos estudos científicos e tecnológicos da área ao permitir o teste de modelos matemáticos e lógicos, especialmente os modelos matemáticos dinâmicos, caracterizados por equações diferenciais e algébricas. O *SimPowerSystems*TM aparece como uma solução que emprega a análise de transitórios em sistemas eléctricos e electromecânicos recorrendo a variáveis de estado. Esta ferramenta é constituída por um conjunto de bibliotecas que abrangem diversos componentes dos sistemas de potência, desde elementos de impedância, bobines ou condensadores, até vários modelos de máquinas eléctricas, controladores, modelos de linhas de transporte, equipamentos de medida, transformadores, disjuntores, componentes de

electrónica de potência, etc. Todos estes componentes são para serem usados juntamente com o programa *MatLab®/Simulink®*, podendo ser utilizados em conjunto com modelos já existentes no próprio programa, assim como em modelos desenvolvidos pelo utilizador recorrendo ao Simulink, ao Matlab (ficheiros *m*) ou à linguagem de programação C ou Fortran. Todos os modelos já integrados neste simulador foram testados segundo diversas fontes académicas e a sua validação foi feita com base na experiência da “*Power Systems Testing and Simulation Laboratory*” da Hydro-Québec, uma conhecida empresa norte Americana sediada no Canadá [66].

Devido a uma grande aceitação do ambiente *MatLab®/Simulink®* no meio académico, e mais especificamente pelo projecto europeu de investigação de microredes (*More Microgrids: Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids*), todos os modelos deste trabalho foram desenvolvidos recorrendo a esta ferramenta.

O modelo de variáveis de estado na qual o *SimPowerSystems™* se baseia, pode ser solucionado utilizando 3 diferentes tipos abordagens: a abordagem contínua, a discreta e a fasorial. Para as simulações presentes neste trabalho, foi eleita a abordagem de modelagem discreta, como sendo aquela que dado os fenómenos a serem analisados e as características do circuito em causa (com vários elementos de electrónica de potência), melhor conciliam os factores de precisão e de tempo de processamento.

Para mais informação acerca desta ferramenta o autor recomenda a leitura de [66].

3.3. Implementação dos modelos de produção descentralizada renovável utilizados no trabalho

3.3.1. Construção e implementação do modelo eólico

A implementação do modelo eólico de produção descentralizada utilizado nesta tese, baseou-se no modelo DFIG da “*Wind Farm - DFIG Average Model*” pertencente aos modelos de produção descentralizada disponíveis na biblioteca de demos do *SimPowerSystems™*. Este tipo de configuração de sistema eólico, já mencionado no ponto 2.1.3. deste trabalho, devido à sua larga implantação mundial resultante de diversos factores como o seu elevado rendimento e robustez, foi adoptado como aquele que melhor serviria a microrede em termos energéticos e de fiabilidade. Tal como se pôde observar pela figura 2.5, o sistema DFIG utiliza um controlador bidireccional de potência (CA/CC/CA) que se divide em duas partes, a parte CA/CC directamente ligada ao rotor do gerador e a parte CC/CA, directamente ligada à rede. Estes conversores são constituídos por dispositivos de electrónica de potência de comutação forçada, mais concretamente por pontes de IGBT’s a seis pulsos associados a um sistema de comando por modulação da largura de pulso (PWM). Este princípio de controlo por modulação de largura de pulso permite criar uma forma de onda sinusoidal com amplitude, frequência e fase reguláveis nos terminais CA dos conversores. Os dois conversores são ligados entre si

através de um condensador que é utilizado como fonte de tensão CC. Uma bobine de acoplamento é ligada entre a saída do conversor CC/CA e a rede eléctrica. Os enrolamentos trifásicos do rotor são ligados ao conversor CA/CC através de um sistema de escovas, enquanto o circuito do estator é directamente ligado à rede. No ponto de ligação do DFIG com a rede eléctrica é utilizado um filtro RC de forma a melhorar a forma de onda da tensão gerada neste sistema. A função do controlador CA/CC é de controlar o módulo e o argumento da intensidade de corrente injectada ou extraída pelo circuito rotórico e a frequência da forma de onda que lhe é aplicada. No controlador CC/CA é controlado o valor da tensão CC aplicada aos terminais do condensador, a frequência da forma de onda CA que é injectada na rede e a sua fase, o que possibilita consequentemente que também seja controlado o factor de potência no ponto comum aos circuitos do rotor e estator. Esta última característica permite assim evitar a instalação de baterias de condensadores para aumentar o factor de potência. Geralmente os fabricantes garantem um factor de potência aos terminais da máquina na ordem dos 0.9 [67].

A turbina eólica extrai a energia cinética proveniente do vento transformando-a em energia mecânica. A potência mecânica produzida pela turbina traduz-se pela seguinte fórmula [7]:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \vartheta \cdot V_v^3 \cdot A \quad (3.1)$$

Onde:

P_m : Potência mecânica da turbina (W);

C_p : Coeficiente de potência (rendimento aerodinâmico);

V_v : Velocidade do vento (m/s);

A : Área de varrimento das pás do rotor (m²);

ϑ : Densidade do ar em condições de pressão e temperatura normais (1,225 kg/m³);

A partir da fórmula 3.1, pode-se concluir que a potência mecânica presente no rotor da turbina é proporcional ao cubo da velocidade do vento. O valor do coeficiente de potência (C_p) depende da quantidade de energia do vento que é aproveitada pelo rotor da turbina. Este valor está directamente associado ao design do rotor e à velocidade relativa entre o rotor e o vento, usualmente chamado de razão de velocidades na pá, TSR [22]. O valor máximo teórico para o rendimento desta conversão eólico-mecânica é de 59,3%, sendo na literatura denominado como limite de Betz [22]. De acordo com a turbina descrita em [7], o coeficiente de potência pode ser descrito em função da razão de velocidades na pá (λ) e do ângulo de passo do rotor (β) através da seguinte forma:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5176 \cdot \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0,0068 \cdot \lambda \quad (3.2)$$

Com:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}$$

A relação entre os valores de “ C_p ” e do TSR para diferentes valores de “ β ” pode ser observada pela figura 3.1:

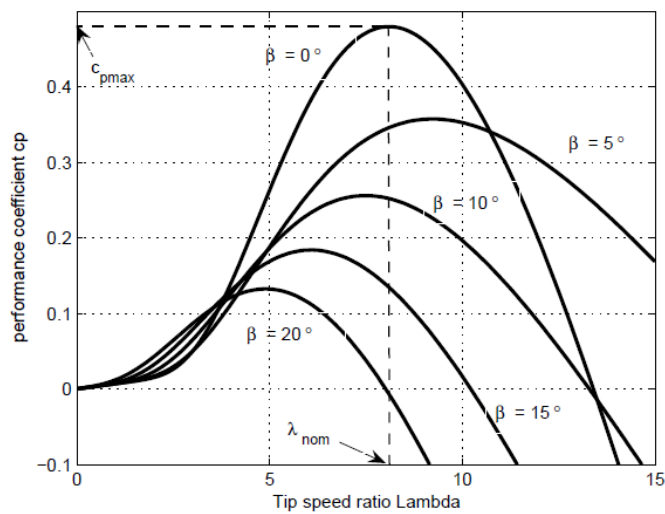


Figura 3.1 – Relação entre o coeficiente de potência (C_p) e a razão de velocidades na pá (λ) para diferentes valores do ângulo de passo do rotor (β). (Fonte : [7])

Através da figura 3.1 verifica-se que o valor máximo do coeficiente de potência ($C_p=0,48$) é atingido quando o ângulo de passo do rotor é zero e o valor da razão de velocidades na pá (λ) é de 8,1. A este valor de “ λ ” dá-se o nome de “ λ_{nom} ”.

A potência mecânica disponível no rotor e a potência eléctrica gerada no estator podem ser dadas por:

$$P_m = T_m \cdot \omega_r \quad (3.3)$$

$$P_s = T_{em} \cdot \omega_s \quad (3.4)$$

Onde:

P_m : Potência mecânica disponível no rotor (W);

T_m : Binário mecânico (N.m);

ω_r : Velocidade angular do rotor (rad/s);

P_s : Potência eléctrica activa gerada no estator (W);

T_{em} : Binário electromagnético (N.m);

ω_s : Velocidade angular do fluxo magnético no gerador (rad/s);

Para um gerador sem perdas, a sua equação mecânica é descrita pela equação 3.5:

$$J \cdot \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_{em} \quad (3.5)$$

Onde:

J : Momento de inércia do rotor (kg.m²);

Num regime estacionário, considerando um gerador sem perdas e com a velocidade do rotor fixa tem-se que:

$$T_m = T_{em} \text{ e } P_m = P_r + P_s$$

Onde:

P_r : Potência eléctrica activa gerada no rotor (W);

Desta forma podemos concluir que:

$$P_r = P_m - P_s = T_m \cdot \omega_r - T_{em} \cdot \omega_s = -T_m \cdot \left(\frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \right) \cdot \omega_s = -s \cdot P_s$$

Onde “s” é definido como o escorregamento do gerador e é dado por:

$$s = \left(\frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \right) \quad (3.6)$$

O valor do escorregamento é geralmente menor que 1, logo, “ P_r ” é só uma fracção de “ P_s ”. Como o binário “ T_m ” é positivo para a geração de energia eléctrica e o valor da velocidade angular do fluxo magnético (ω_s) também é positivo e constante, uma vez que a rede funciona com tensão também a uma frequência constante, o sentido da potência activa extraída ou injectada no rotor (P_r) depende do valor do escorregamento. Para escorregamentos negativos (velocidade do rotor maior que a velocidade síncrona) a potência activa extraída do rotor (P_r) é controlada de forma a optimizar a velocidade específica da ponta da pá (λ) e assim maximizar o coeficiente de potência (C_p). Neste caso a potência activa extraída do rotor (P_r) é transmitida ao barramento CC através do conversor CA/CC, aumentando assim a tensão CC do condensador. Para escorregamentos positivos (velocidade do rotor menor que a velocidade síncrona) a potência activa (P_r) é injectada no rotor através conversor CA/CC, diminuindo assim a tensão CC do condensador. O conversor CC/CA é utilizado para gerar ou absorver potência activa da rede para que a tensão do condensador no barramento CC se mantenha constante. No regime estacionário e considerando uma conversão CA/CC/CA sem perdas, o valor da potência activa (P_r) é igual à potência gerada ou absorvida pela rede. Desta forma, a velocidade da turbina eólica é determinada pela potência activa (P_r) absorvida ou gerada pelo conversor CA/CC. Este princípio do controlo da velocidade por aproveitamento da energia de escorregamento, leva a que esta máquina possa funcionar como gerador para escorregamentos positivos. A frequência e fase da tensão CA gerada pelo conversor CA/CC é calculada com base no produto da frequência da rede e do valor absoluto do escorregamento. Tal como já mencionado, os conversores CA/CC e CC/CA têm também a capacidade de gerar ou absorver potência reactiva podendo desta forma controlar o factor de potência no ponto de ligação à rede.

A potência gerada pela turbina eólica é controlada de forma a seguir uma característica potência/velocidade pré-definida. Esta característica é exemplificada na figura 3.2 pela curva ABCD imposta sobre a característica da potência mecânica da turbina a diferentes velocidades do vento.

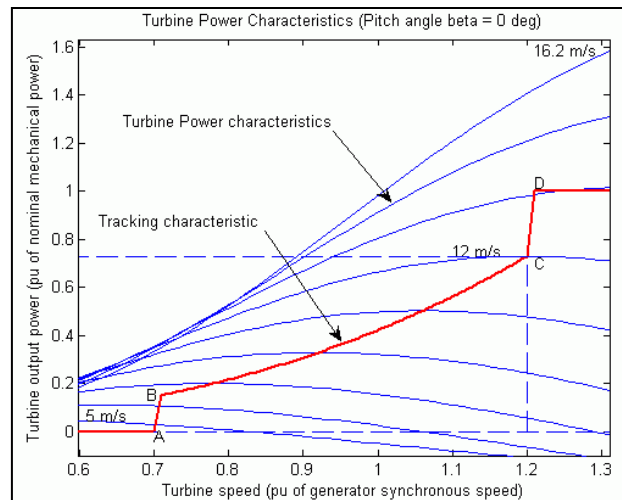


Figura 3.2 – Característica de potência da turbina e respectiva curva de referência (Fonte : MatLab®/Simulink®)

O parque eólico utilizado nesta tese é composto por três turbinas eólicas de 1,5 MW de potência nominal, o que perfaz um total de 4,5 MW de potência nominal instalada. O modelo utilizado é composto por 4 blocos principais seguidamente descritos e ilustrados mais adiante na figura 3.4.

Bloco da turbina eólica (“Wind Turbine”)

Modelo representativo do funcionamento da turbina eólica, tem como dados de entrada a velocidade do vento (atribuído pelo utilizador da ferramenta no bloco de condições meteorológicas), a velocidade angular do gerador (output do bloco do bloco da máquina de indução) e o ângulo de passo do rotor (fornecido pelo bloco de controlo do DFIG). Através destas variáveis e das características dimensionais da turbina, é calculado neste bloco, segundo a equação 3.7, o binário mecânico da turbina, que será posteriormente fornecido como dado de entrada ao modelo da máquina de indução.

Conforme a equação 3.3 tem-se:

$$P_m = \omega_r \times T_m \Leftrightarrow T_m = \frac{P_m}{\omega_r}$$

Substituindo “ P_m ” pela equação 3.1 iremos ter:

$$T_m = \frac{\frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \vartheta \cdot V_v^3 \cdot A}{\omega_r}$$

Sendo “ λ ” a razão de velocidades na ponta da pá dado por:

$$\lambda = \frac{\omega_r \times R}{V_v}$$

A equação do binário mecânico da turbina eólica traduz-se por:

$$T_m = \frac{C_p\left(\frac{\omega_r \times R}{V_v}, \beta\right) \cdot \vartheta \cdot V_v^3 \cdot A}{2 \times \omega_r} \quad (3.7)$$

Onde o coeficiente de potência (C_p) é calculado segundo a equação 3.2.

Bloco da máquina de indução (“Asynchronous Machine”)

Modelo representativo do funcionamento da máquina de indução, tem como dado de entrada o binário mecânico fornecido pelo bloco da turbina eólica anteriormente descrito. De forma a seguir o modelo DFIG, o estator da máquina encontra-se ligado directamente à rede eléctrica e o rotor através de um conversor CA/CC/CA. O modelo Simulink da máquina de indução é baseado nas equações de tensão desta máquina segundo os eixos ortogonais de referência “ dq ” com velocidade síncrona “ ω_s ”. Todos os parâmetros e variáveis são referidos ao estator e em função do tempo. Desta forma podemos definir as seguintes equações eléctricas da máquina de indução [23]:

Para o circuito do estator:

$$\begin{cases} V_{qs} = r_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \\ V_{ds} = r_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \end{cases} \quad (3.8)$$

Para o circuito do rotor:

$$\begin{cases} V_{qr} = r_r i_{qr} + (\omega_s - p\omega_r) \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \\ V_{dr} = r_r i_{dr} - (\omega_s - p\omega_r) \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \end{cases} \quad (3.9)$$

Onde :

V : Tensão (V);

i : Corrente (A);

r : Resistência (Ω);

ψ : Fluxo magnético (Wb);

p : Número de pólos da máquina;

Todos os parâmetros com os índices “ ds ” e “ qs ” referenciam-se respectivamente às componentes directa e em quadratura do estator e os parâmetros com os índices “ dr ” e “ qr ” referenciam-se respectivamente às componentes directa e em quadratura do rotor da máquina. O referencial ortogonal “ dq ” roda à velocidade síncrona com o eixo de quadratura “ q ” em avanço $\pm 90^\circ$ em relação ao eixo da componente directa “ d ”. A posição do eixo da componente directa coincide com o valor máximo do fluxo magnético do estator. As relações entre os fluxos e as correntes do estator e rotor são expressas da seguinte forma [23]:

Para o circuito do estator:

$$\begin{cases} \psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \\ \psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \end{cases} \quad (3.10)$$

Para o circuito do rotor :

$$\begin{cases} \psi_{qr} = L_r i_{qr} + L_m i_{qs} \\ \psi_{dr} = L_r i_{dr} + L_m i_{ds} \end{cases} \quad (3.11)$$

Onde :

$$\begin{cases} L_s = L_{ls} + L_m \\ L_r = L_{lr} + L_m \end{cases} \quad (3.12)$$

Sendo :

L_{lr} : Indutância do rotor (H);

L_{ls} : Indutância do estator (H);

L_m : Indutância Mútua (H);

Substituindo as equações 3.10, 3.11 e 3.12 nas equações 3.8 e 3.9 podemos definir assim as relações entre a tensão e a corrente da máquina assíncrona duplamente alimentada:

Para o circuito do estator:

$$\begin{cases} V_{qs} = r_s i_{qs} + L_{ls} \left(\frac{d}{dt} i_{qs} + i_{ds} \omega_s \right) + L_m \left(\frac{d}{dt} (i_{qs} + i_{qr}) + \omega_s (i_{ds} + i_{dr}) \right) \\ V_{ds} = r_s i_{ds} + L_{ls} \left(\frac{d}{dt} i_{ds} - i_{qs} \omega_s \right) + L_m \left(\frac{d}{dt} (i_{ds} + i_{dr}) - \omega_s (i_{qs} + i_{qr}) \right) \end{cases} \quad (3.13)$$

Para o circuito do rotor:

$$\begin{cases} V_{qr} = r_r i_{qr} + L_{lr} \left(\frac{d}{dt} i_{qr} + i_{dr} \omega_s - i_{dr} p \omega_r \right) + L_m \left(\frac{d}{dt} (i_{qr} + i_{qs}) + \omega_s (i_{dr} + i_{ds}) - p \omega_r (i_{dr} + i_{ds}) \right) \\ V_{dr} = r_r i_{dr} + L_{lr} \left(\frac{d}{dt} i_{dr} - i_{qr} \omega_s - p \omega_r i_{qr} \right) + L_m \left(\frac{d}{dt} (i_{dr} + i_{ds}) - \omega_s (i_{qr} + i_{qs}) - p \omega_r (i_{qr} + i_{qs}) \right) \end{cases} \quad (3.14)$$

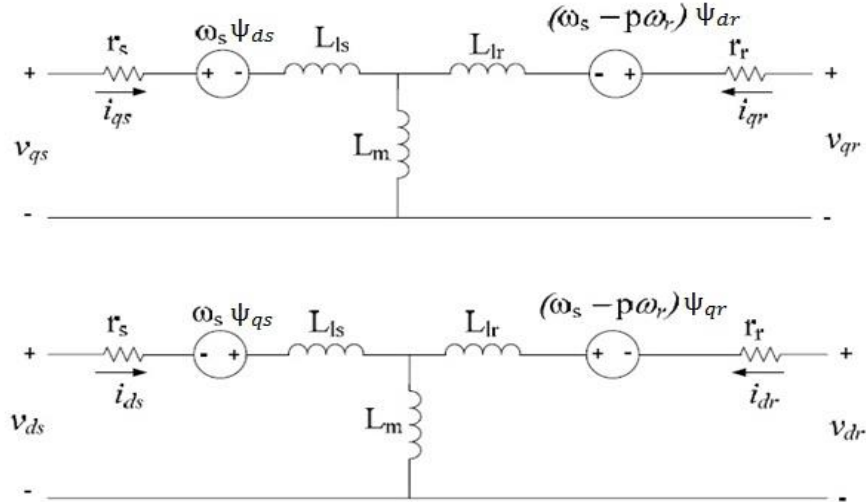


Figura 3.3 – Circuito equivalente da máquina assíncrona segundo os eixos ortogonais de referência “dq” (Fonte: [23])

As potências activa e reactiva produzidas pelo gerador são dadas pelas seguintes equações [7] :

$$\begin{cases} P = V_{qs}i_{qs} + V_{ds}i_{ds} + V_{dr}i_{dr} + V_{qr}i_{qr} \\ Q = -V_{qs}i_{qs} + V_{ds}i_{ds} + V_{dr}i_{dr} - V_{qr}i_{qr} \end{cases} \quad (3.15)$$

As equações 3.13, 3.14 e 3.15 descrevem o funcionamento eléctrico do gerador, contudo, para a construção do modelo dinâmico da máquina de indução temos também de ter em conta o seu comportamento mecânico. Desta forma é descrito na equação 3.16 o binário electromecânico desenvolvido pelo gerador [23]:

$$T_e = \left(\frac{3p}{4}\right) (\psi_{ds}i_{qs} - \psi_{qs}i_{ds}) \quad (3.16)$$

A ligação entre as componentes eléctricas e mecânicas obedece à seguinte equação de movimento do gerador [7]:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H_r} (T_e - T_m) \quad (3.17)$$

Onde :

H_r : Constante de inércia do rotor (s);

Bloco do controlador do sistema (“Control System”)

Modelo representativo do controlador do sistema DFIG, é responsável pelo controlo do conversor de potência (CA/CC/CA). Este modelo tem como dados de entrada a tensão da rede, as correntes do estator, do rotor e do conversor CC/CA, a velocidade e ângulo do rotor, o valor de referência para a componente de quadratura da corrente do conversor CC/CA e o valor medido e pretendido para a potência reactiva da rede. O controlador do sistema apresenta à sua saída as tensões de referência para os conversores CA/CC e CC/CA e os valores desejados para a tensão do barramento CC e para o ângulo de passo do rotor. O principal objectivo do controlador do conversor CC/CA é manter a tensão no barramento CC constante, independentemente se é injectada ou extraída potência do circuito do rotor do DFIG. Este objectivo é conseguido mantendo a tensão do barramento CC num valor fixo acima do valor de pico da tensão da rede em toda faixa de operação da velocidade do gerador. Neste controlo é utilizado a já mencionada teoria dos eixos ortogonais de referência “dq”, onde o eixo da componente directa se encontra alinhado com vector da tensão no ponto de ligação do conversor CC/CA com a rede. A componente directa da corrente controlará a potência activa, regulando assim a tensão no barramento CC. A componente em quadratura da corrente será responsável pelo controlo da potência reactiva. Desta forma consegue-se manter de forma independente o controlo da potência activa e reactiva. O principal objectivo do controlo do conversor CA/CC é regular a potência extraída pela turbina eólica e a tensão medida aos terminais da rede. A potência é regulada de forma a seguir a característica potência/velocidade já apresentada na figura 3.2. Esta característica é definida por quatro pontos de funcionamento (A,B,C,D), onde do ponto “0” a “A” o valor de referência de potência é nulo, de “A” a “B” é iniciada a extracção de potência seguindo uma linha recta, de “B” a “C” a curva segue os valores máximos da característica potência/velocidade, de “C” a “D” a referencia de potência segue de novo uma linha recta e de “D” em diante é fixo o ponto máximo de extracção de potência (1pu), limitado através da regulação do ângulo de passo do rotor (β) de forma proporcional ao desvio de velocidade correspondente. A potência medida aos terminais do gerador com a rede é somada às perdas mecânicas e eléctricas e comparada ao valor de potência de referência extraída através da característica potência/velocidade predefinida, sendo que a sua diferença é reduzida a zero através de um regulador PI. A saída deste controlo é a corrente de quadratura de referência que deve ser injectada no rotor através do conversor CA/CC. Esta corrente de referência é comparada com a corrente de quadratura do rotor medida e a sua diferença é reduzida através de um outro regulador PI. A saída deste regulador é a componente em quadratura da tensão de referência para ser gerada no conversor CA/CC. A componente directa da tensão de referência para o conversor CA/CC é fornecida através do controlador PI que minimiza a diferença entre a corrente directa de referência saída do regulador PI da tensão ou da potência reactiva que se pretendem à saída do conversor e a componente directa da corrente do rotor medida. Em suma, por intermédio

das duas malhas de controlo acima identificadas, as correntes no rotor são controladas nos eixos de referência “ dq ”. O binário electromagnético do gerador é controlado através da malha de corrente em quadratura e a potência reactiva através da malha de corrente directa. Esta ultima malha de controlo da potência reactiva gerada ou absorvida pelo conversor CA/CC regula a tensão no ponto de ligação do conversor CC/CA com a rede. O funcionamento do sistema de controlo do conversor bidireccional de potência (CA/CC/CA) poderá ser visto de forma mais detalhada em [23] e [68].

Bloco do conversor bidireccional de potência (CA/CC/CA)

Modelo representativo do funcionamento do conversor bidireccional de potência que faz a ligação entre o rotor da máquina de indução e a rede eléctrica. Este conversor é controlado pelo sistema de controlo acima referido e permite, tal como já explicado anteriormente, a extracção ou injeção de energia activa pelo rotor da máquina, controlando assim a sua velocidade rotórica e possibilitando o funcionamento da máquina de indução como gerador mesmo para escorregamentos positivos. Este modelo encontra-se dividido em duas partes, a parte CA/CC directamente ligada ao rotor do gerador (*VSI rotor*) e a parte CC/CA directamente ligada à rede (*VSI grid*). Não sendo o objectivo deste trabalho o estudo pormenorizado dos sistemas DFIG, o modelo do conversor bidireccional de potência (CA/CC/CA) do modelo DFIG utilizado nesta tese é representado, tal como se pode observar na figura 3.4, pelos blocos “*VSI grid*” e “*VSI rotor*”, por fontes de tensão controladas que geram a tensão CA equivalente à de um ciclo de frequência do PWM. Segundo a referência [66], *“Devido ao facto de não utilizar modelos de electrónica de potência com conversores IGBT’s controlados por PWM, este modelo não apresenta assim as harmónicas normalmente existentes neste tipo de conversores, mas a dinâmica resultante do controlo e da interacção com o sistema de potência é mantida. Esta solução permite assim simular o funcionamento de um sistema DFIG usando tempos de discretização muito maiores (na ordem dos 50 μ s), permitindo desta forma a sua simulação durante vários segundos com um tempo de processamento mais pequeno”*. Este bloco tem como dados de entrada os valores de referência de tensão CA para a ligação à rede eléctrica (parte CC/CA) e para os enrolamentos do rotor (parte CA/CC). Estes valores de referência de tensão CA são fornecidos pelo bloco do sistema de controlo do DFIG anteriormente descrito. Ao receber estes sinais de referência são gerados nestes modelos tensões equipolentes. Isto é conseguido graças ao bloco do *SimPowerSystems*TM “*fonte de tensão controlada*” que converte o sinal simulink recebido numa fonte de tensão equivalente [66].

A interligação entre os diversos modelos e blocos anteriormente descritos que constituem o modelo DFIG desta tese é apresentado na figura 3.4. Na tabela 3.1. são apresentadas as suas principais características eléctricas e mecânicas.

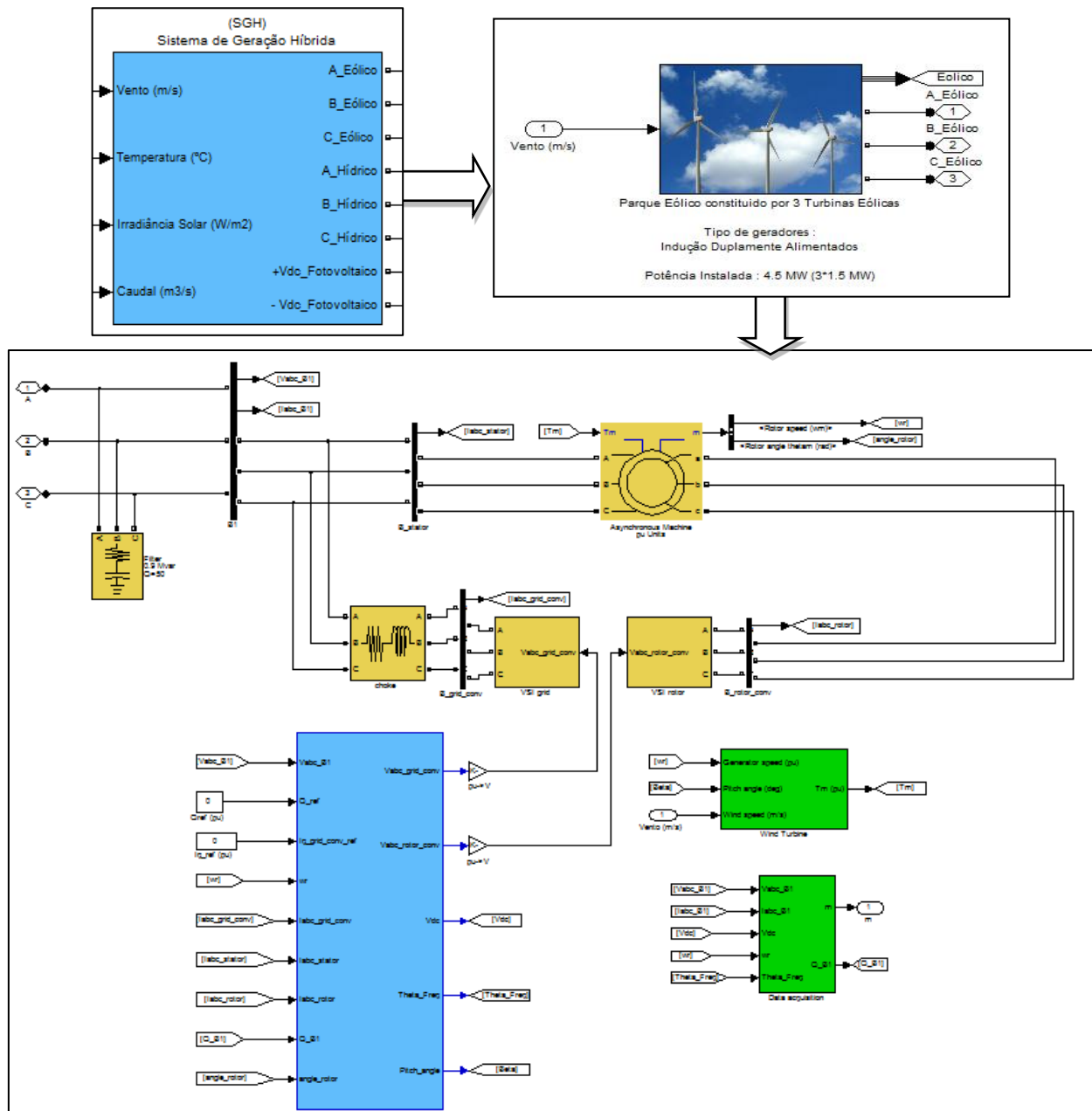


Figura 3.4 – Modelo DFIG utilizado na tese (Fonte : MatLab®/Simulink®)

Tabela 3.1 – Principais características eléctricas e mecânicas do modelo DFIG utilizado

Gerador	
Tipo	Assíncrono rotor bobinado
Potência	5 MVA
Tensão nominal composta	575 V
Frequência	50 Hz
Resistência do estator	0,00706 pu
Indutância estator	0,171 pu
Resistência do rotor	0,005 pu
Indutância rotor	0,156 pu
Indutância mútua	2,9 pu
Constante de inércia	5,04 s
Constante de atrito	0,01 pu
Número de pares de pólos	3

Turbina	
Número de turbinas eólicas	3
Potência total das turbinas	4,5 MW
Coeficiente de potência máximo	0,48
Barramento CC	
Tensão barramento CC	1200 V
Capacidade barramento CC	0,03 F
Filtro RC saída	
Resistência	63,63 Ω
Capacitância	5 mF
Bobine de acoplamento	
Resistência	0,198 mΩ
Indutância	0,063 mH

3.3.2. Construção e implementação do modelo mini-hídrico

O modelo mini-hídrico desenvolvido neste trabalho baseou-se na solução actualmente mais implementada ao nível da produção eléctrica mini-hídrica em sistemas isolados, a utilização do gerador síncrono como fonte de energia eléctrica [69]. Não sendo o objectivo deste trabalho o estudo pormenorizado do gerador síncrono, recorreu-se ao modelo da máquina síncrona “*Synchronous Machine*” pertencente aos modelos de máquinas eléctricas disponíveis na biblioteca do *SimPowerSystems*TM. Além do gerador síncrono, o modelo mini-hídrico proposto é constituído por mais dois blocos: a turbina hídrica, responsável pela transformação da energia hídrica em energia mecânica e posterior transmissão ao gerador e o sistema de excitação, responsável pela regulação da tensão aos terminais do gerador. Para dimensionar a central mini-hídrica desenvolvida neste trabalho considerou-se a seguinte expressão analítica para representar a curva de duração de caudais existente no local onde será instalada a central [27] :

$$Q(t) = 42 e^{\left(\frac{-t}{100}\right)} \quad (3.18)$$

Onde:

Q : Caudal do curso de água (m³/s);

t : Tempo em que o caudal é excedido (dias);

Considerou-se também uma altura de queda bruta de $H_b = 50$ m (desnível entre montante e jusante sem perdas). A partir da equação 3.18, calcularam-se os caudais diários observados e representou-se a vermelho na figura 3.5 a aproximação da curva de duração de caudais do curso de água presente no local onde será implementada a CMH. Através da curva de duração de caudais apresentada, a turbina hídrica é dimensionada em primeira instância para um caudal nominal turbinado igual ao que é excedido em cerca de 15% a 40% dos dias em ano médio [27]. A escolha de um destes valores depende da sensibilidade do projectista, sendo que geralmente aplica-se um valor mais baixo a um rio com o caudal muito irregular e um valor mais elevado a um rio com um caudal mais constante. Desta forma tomou-se para o trabalho o valor de caudal nominal turbinado igual ao que é excedido em 20% dos dias em ano médio (73 dias).

Tabela 3.2 – Duração de caudais estimado para a zona onde se irá instalar a CMH

Tempo (Dias)	Tempo (%)	Caudal (m ³ /s)
0	0%	42,0
1	0%	41,6
18	5%	35,1
37	10%	29,0
55	15%	24,2
73	20%	20,2
91	25%	16,9
110	30%	14,0
128	35%	11,7
147	40%	9,7
165	45%	8,1
183	50%	6,7
201	55%	5,6
220	60%	4,7
238	65%	3,9
256	70%	3,2
275	75%	2,7
293	80%	2,2
311	85%	1,9
329	90%	1,6
348	95%	1,3
365	100%	1,1

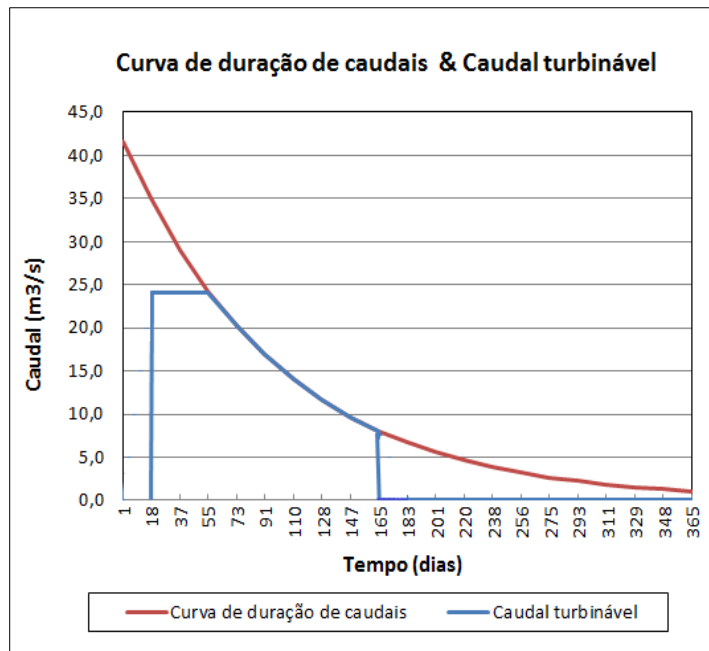


Figura 3.5 – Caudal turbinável e curva de duração de caudais estimada para a zona onde se irá instalar a CMH

Apartir da tabela 3.2, onde estão calculados os valores para a curva de duração de caudais, pode-se determinar que o valor de caudal correspondente ao que é excedido em 20% dos dias é $Q_n = 20,2 \text{ m}^3/\text{s}$.

Em primeira análise, de forma a poder estimar a potência necessária para a turbina hídrica a escolher, podemos recorrer à seguinte expressão [70]:

$$P(MW) = \frac{8,22 \times Q_n \times H_b}{1000} = \frac{8,22 \times 20,2 \times 50}{1000} = 8,3 MW \quad (3.19)$$

Atendendo ao valor de potência acima calculado, à altura de queda bruta e ao caudal nominal da CMH em estudo, recorrendo à figura 2.13 para a selecção de turbinas a instalar em CMH, facilmente se elege a turbina Francis como sendo aquela que melhor se adapta às condições de exploração estabelecidas. Como o rendimento da turbina varia em função do caudal turbinado, é imposta à turbina uma faixa admissível de operação em torno do caudal nominal sem que a turbina apresente rendimentos insuficientes, em que não valerá a pena a extracção de energia. Fora desta faixa a turbina é desligada. Para a turbina do tipo Francis, são geralmente adoptados os limites inferior e superior de 35% e 115% do caudal nominal respectivamente [27]. Assim sendo a turbina só irá trabalhar dentro do seguinte intervalo de caudais:

$$\begin{cases} Q_{Min} = 0,35 \times Q_n = 0,35 \times 20,2 = 7,07 \text{ m}^3/\text{s} \\ Q_{Max} = 1,15 \times Q_n = 1,15 \times 20,2 = 23,23 \text{ m}^3/\text{s} \end{cases}$$

Nos dias do ano em que há excesso de água a central não produz energia. Esta característica é determinada através do caudal de cheia, que no trabalho foi adoptado como sendo igual ao dobro do caudal nominal e portanto igual a :

$$Q_c = 2 \times Q_n = 2 \times 20,2 = 40,4 \text{ m}^3/\text{s}$$

Em suma, através dos três valores de caudal (Q_c , Q_{Min} , Q_{Max}) é definida a gama de funcionamento da turbina. Na figura 3.5 é possível observar a azul esta gama de exploração.

Após se determinarem as condições de exploração e se eleger o tipo de turbina hídrica, procedeu-se ao desenvolvimento do modelo da turbina seleccionada. Este desenvolvimento baseou-se na aplicação da fórmula 3.20 que determina a energia mecânica que estará disponível no veio do gerador em função do caudal turbinado :

$$P = \gamma \times Q \times [H_b - (H_{Hidr} + H_{Cheia})] \times \eta_{turb} \quad (3.20)$$

Em que :

Q : Caudal do curso de água que é turbinado (m^3/s);

γ : Peso volúmico da água (9810 N/m^3);

H_{Hidr} : Altura de perdas equivalente às perdas no circuito hidráulico (m);

H_{Cheia} : Altura de perdas equivalente às perdas devidas aos caudais de cheia (m);

η_{turb} : Rendimento da turbina hídrica (%);

Dos valores apresentados apenas a altura de queda bruta e o peso volúmico da água são constantes, todos os outros parametros são variáveis. Iremos analisar de seguida cada destes parâmetros.

A expressão $[H_b - (H_{Hidr} + H_{Cheia})]$ da equação 3.20 representa a altura de queda útil " H_u ". Este valor é obtido subtraindo à altura de queda bruta uma altura equivalente às perdas no circuito hidráulico (atrito nas tubagens, nas curvaturas, nas válvulas, etc.) e devido aos caudais de cheia (cheias ou diminuição de queda em períodos de caudais elevados). As duas perdas hidráulicas podem então ser calculadas da seguinte forma [27] :

$$H_{Hidr} = H_b \times p_{hidr}^{max} \times \left(\frac{Q}{Q_n}\right)^2 \quad (3.21)$$

$$H_{Cheia} = h_{cheia}^{max} \times \left(\frac{Q - Q_n}{Q_{max} - Q_n}\right)^2 \quad (3.22)$$

Em que :

p_{hidr}^{max} : Valor máximo das perdas de carga em percentagem da altura bruta de queda (%);

h_{cheia}^{max} : Redução máxima na queda bruta devida aos caudais de cheia (m);

Q_{max} : Caudal máximo do curso de água que é turbinado (m^3/s);

A equação 3.22 só poderá ser utilizada para caudais turbináveis superiores ao caudal nominal. Para os parâmetros “ p_{hidr}^{max} ” e “ h_{cheia}^{max} ” da CMH estudada foram atribuídos os valores de 4% e 2m respectivamente. Estes valores podem no entanto ser alterados pelo utilizador da ferramenta que é desenvolvida neste trabalho.

O cálculo do rendimento da turbina hidrica escolhida toma em consideração inumeros factores, como a altura de queda útil, o coeficiente de construção do fabricante, o diâmetro do rotor e a velocidade especifica da turbina, sendo que os dois ultimos factores são calculados. As equações abaixo apresentadas na tabela 3.3, derivam da análise das curvas de eficiência de turbinas do tipo Francis para diferentes tipos de altura de quedas e caudais nominais de um grande número de fabricantes [70].

Tabela 3.3 – Equações para o cálculo do rendimento de uma turbina do tipo Francis [70]

Designação	Equação
Diâmetro do rotor (d)	$d = 0,41 \times Q_n^{0,473}$ (3.23)
Velocidade especifica da turbina (n_q)	$n_q = 600 \times H_u^{-0,5}$ (3.24)
Velocidade especifica ajustada ao rendimento de pico ($^{\wedge}\eta_{nq}$)	$^{\wedge}\eta_{nq} = \left\{ \frac{(n_q - 56)}{256} \right\}^2$ (3.25)
Diâmetro do rotor ajustado ao rendimento de pico ($^{\wedge}\eta_d$)	$^{\wedge}\eta_d = (0,081 + ^{\wedge}\eta_{nq}) \times (1 - 0,789 \times d^{-0,2})$ (3.26)
Rendimento de pico da turbina (η_p)	$\eta_p = (0,919 - ^{\wedge}\eta_{nq} + ^{\wedge}\eta_d) - 0,053$ (3.27)
Rendimento de pico do caudal (Q_p)	$Q_p = 0,65 \times Q_n \times n_q^{0,05}$ (3.28)
Rendimento da turbina durante caudais menores que o caudal de pico (η_{turb})	$\eta_{turb} = \left\{ 1 - \left[1,25 \times \left(\frac{(Q_p - Q)}{Q_p} \right)^{(3,94 - 0,0195 \times n_q)} \right] \right\} \times \eta_p$ (3.29)
Perda de rendimento à plena carga ($^{\wedge}\eta_p$)	$^{\wedge}\eta_p = 0,0072 \times n_q^{0,4}$ (3.30)
Rendimento à plena carga (η_r)	$\eta_r = (1 - ^{\wedge}\eta_p) \times \eta_p$ (3.31)
Rendimento da turbina durante caudais maiores que o caudal de pico ($\eta_{turb,p}$)	$\eta_{turb,p} = \eta_p - \left[\left(\frac{Q - Q_p}{Q_n - Q_p} \right)^2 \times (\eta_p - \eta_r) \right]$ (3.32)

Desta forma as equações 3.29 e 3.32 que representam os rendimentos da turbina abaixo e acima do caudal que provoca o maior valor de rendimento, ficam apenas dependentes do caudal turbinado. Assim, para os valores de caudal previstos para o local da CMH, podemos definir na figura 3.6 a vermelho a curva de rendimento da turbina que foi seleccionada para toda a gama de caudais e a azul apenas para o caudal turbinado.

Tabela 3.4 – Rendimentos da turbina para toda a gama de caudais e apenas para o caudal turbinável.

Caudal (m3/s)	Rendimento turbina	Rendimento turbinável
42,0	0%	0%
41,6	0%	0%
35,1	0%	0%
29,0	48%	0%
24,2	75%	0%
20,2	88%	88%
16,9	92%	92%
14,0	91%	91%
11,7	86%	86%
9,7	77%	77%
8,1	68%	68%
6,7	58%	0%
5,6	48%	0%
4,7	39%	0%
3,9	30%	0%
3,2	23%	0%
2,7	16%	0%
2,2	10%	0%
1,9	5%	0%
1,6	1%	0%
1,3	0%	0%
1,1	0%	0%

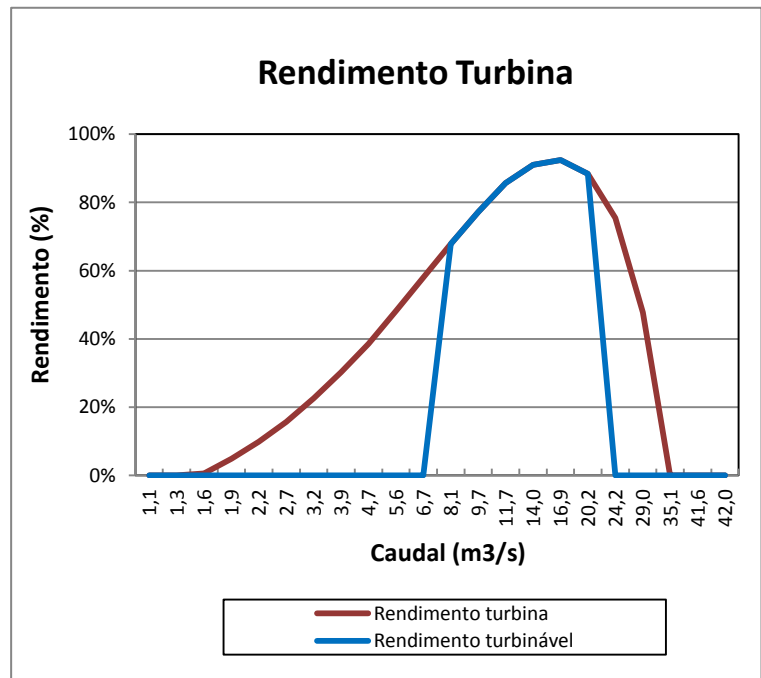


Figura 3.6 – Curva de rendimento da turbina utilizada no trabalho para toda a gama de caudais e apenas para o caudal turbinável.

Através da equação 3.20, podemos assim calcular, para o caudal nominal, a potência mecânica nominal que é entregue ao gerador:

Altura de queda útil

$$\bullet \quad H_u = [H_b - (H_{hidr} + H_{cheia})] = \left[H_b - \left(H_b \times p_{hidr}^{max} \times \left(\frac{Q}{Q_n} \right)^2 + 0 \right) \right] = \left[50 - \left(50 \times 0,04 \times \left(\frac{20,2}{20,2} \right)^2 \right) \right] = 48 \text{ m}$$

Rendimento Turbina

- $\bullet \quad d = 0,41 \times Q_n^{0,473} = 0,41 \times 20,2^{0,473} = 1,699 \text{ m}$
- $\bullet \quad n_q = 600 \times 48^{-0,5} = 86,60$
- $\bullet \quad \hat{\eta}_{nq} = \left\{ \frac{(n_q - 56)}{256} \right\}^2 = \left\{ \frac{(86,60 - 56)}{256} \right\}^2 = 0,01429$
- $\bullet \quad \hat{\eta}_d = (0,081 + \hat{\eta}_{nq}) \times (1 - 0,789 \times d^{-0,2}) = (0,081 + 0,01429) \times (1 - 0,789 \times 1,699^{-0,2}) = 0,02767$
- $\bullet \quad \eta_p = (0,919 - \hat{\eta}_{nq} + \hat{\eta}_d) - 0,053 = (0,919 - 0,01429 + 0,02767) - 0,053 = 0,9244$
- $\bullet \quad Q_p = 0,65 \times Q_n \times n_q^{0,05} = 0,65 \times 20,2 \times 86,60^{0,05} = 16,41 \text{ m}^3/\text{s}$
- $\bullet \quad \hat{\eta}_p = 0,0072 \times n_q^{0,4} = 0,0072 \times 86,60^{0,4} = 0,0428$
- $\bullet \quad \eta_r = (1 - \hat{\eta}_p) \times \eta_p = (1 - 0,0428) \times 0,9244 = 0,8847$
- $\bullet \quad \eta_{turb,p} = \eta_p - \left[\left(\frac{Q - Q_p}{Q_n - Q_p} \right)^2 \times (\eta_p - \eta_r) \right] = 0,9244 - \left[\left(\frac{20,2 - 16,41}{20,2 - 16,41} \right)^2 \times (0,9244 - 0,8847) \right] = 0,8847 \Rightarrow 88,47\%$

Potência mecânica nominal

- $$P_m = \gamma \times Q_n \times [H_b - (H_{Hidr} + H_{Cheia})] \times \eta_{turb} = \gamma \times Q_n \times H_u \times \eta_{turb} = 9810 \times 20,2 \times 48 \times 0,8847 = 8,415 \text{ MW}$$

Considerando um rendimento do gerador de 95% [27], obtemos o seguinte valor de potência nominal instalada na CMH em estudo:

$$P_e = \eta_g \times P_m = 0,95 \times 8,415 \approx 8 \text{ MW} \quad (3.33)$$

Todos os processos de cálculo anteriormente descritos para se determinar o rendimento e a potência mecânica fornecida pela turbina hídrica foram implementados no trabalho em ambiente *MatLab®/Simulink®*. A sua implementação pode ser observada nas figuras 3.7 e 3.8.

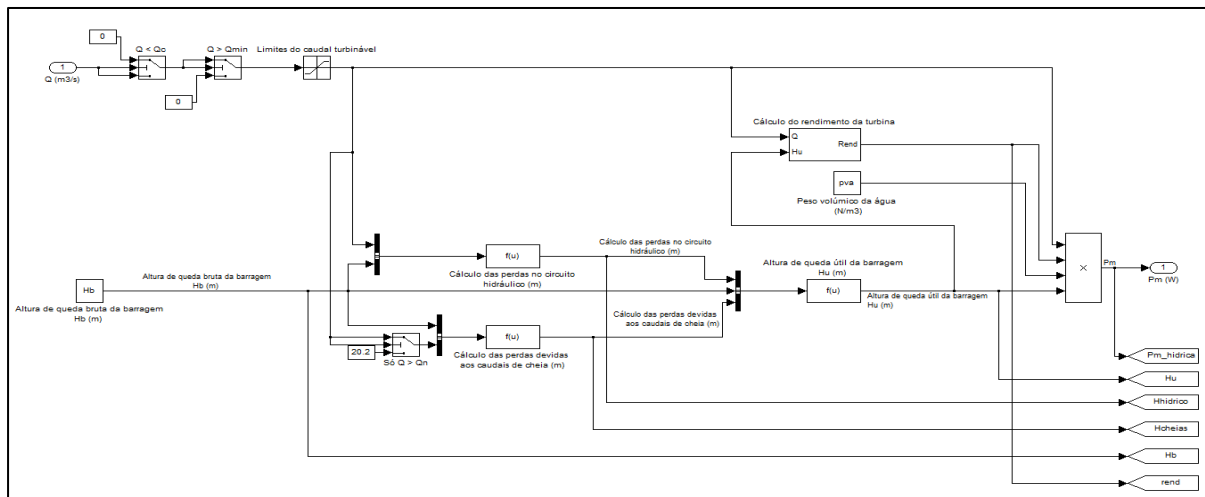


Figura 3.7 – Modelo *MatLab® / Simulink®* onde é feito o cálculo da potência mecânica fornecida pela turbina hídrica

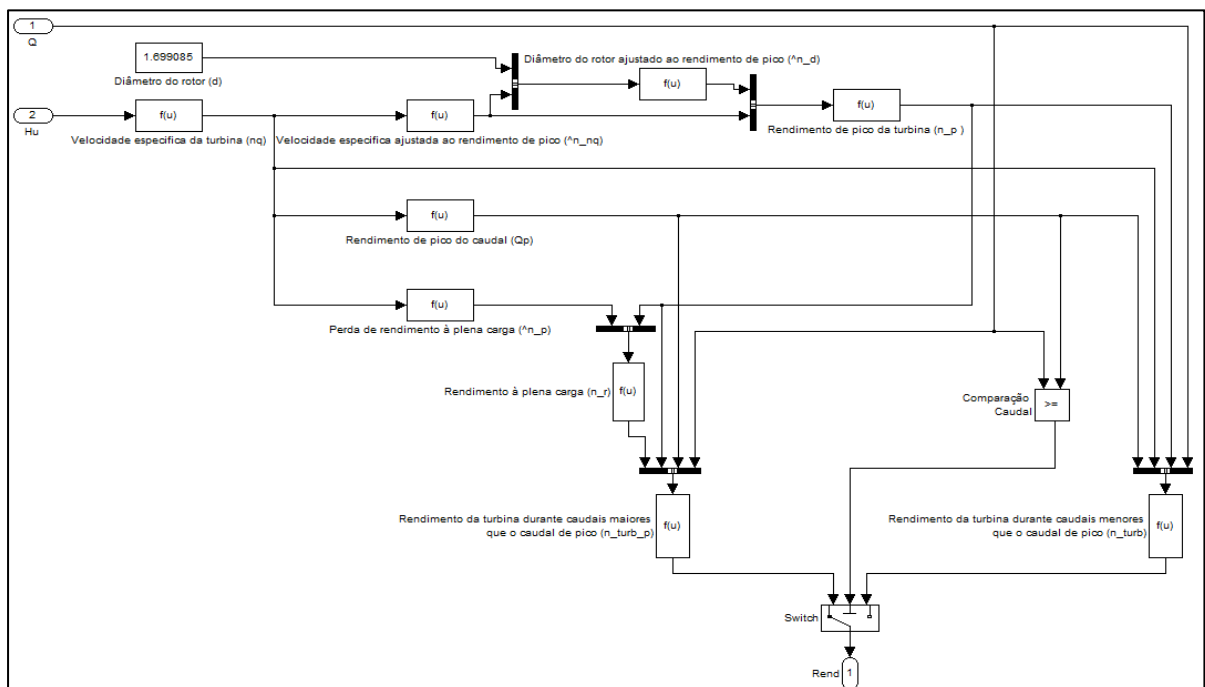


Figura 3.8 – Modelo *MatLab® / Simulink®* onde é feito o cálculo do rendimento da turbina hídrica

Com base no cálculo da potência nominal instalada na central mini-hídrica, procedeu-se à selecção do gerador síncrono mais apropriado. Seguindo também as recomendações enunciadas em [71] as características principais do gerador foram então escolhidas:

- Potência nominal: 8 MVA;
- Tensão nominal composta: 6 kV;
- Velocidade nominal de rotação: 750 rot/min;
- Número de pares de pólos: 4;
- Frequência: 50 Hz;
- Tipo de Rotor: Pólos salientes;
- Constante de inércia: 3.7 MJ/MVA;

Para as restantes características, apresentadas na tabela 3.5., o autor optou por seguir o modelo pré-definido da máquina síncrona “*Synchronous Machine*” pertencente aos modelos de máquinas eléctricas disponíveis na biblioteca do *SimPowerSystems*TM. Este modelo baseia-se no sistema mecânico descrito pela seguinte equação [66]:

$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0 = \left(\frac{1}{2H} \int_0^t (T_m - T_e) dt - K_d \Delta\omega(t) \right) + \omega_0 \quad (3.34)$$

Onde :

$\Delta\omega(t)$: Variação de velocidade em relação à velocidade nominal de operação (rad/s);

H : Constante de inércia (s);

T_m : Binário mecânico (N.m);

T_e : Binário electromagnético (N.m);

K_d : Constante de amortecimento;

$\omega(t)$: Velocidade do rotor do gerador (rad/s);

ω_0 : Velocidade nominal de operação (rad/s);

Na figura 3.9 pode-se observar a aplicação desta equação para descrever a componente mecânica do gerador no modelo proposto.

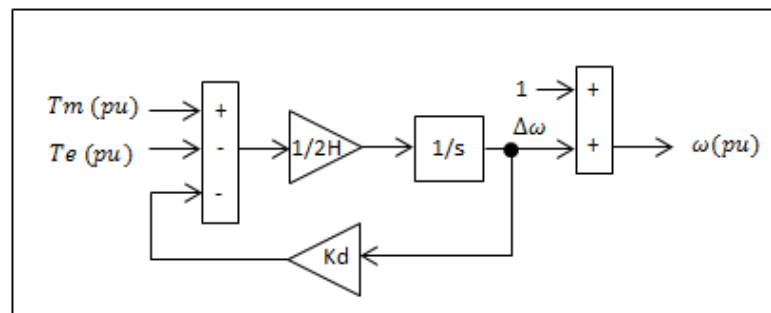


Figura 3.9 – Bloco com a implementação da componente mecânica do gerador (Fonte: [66])

Segundo a referência [66], “A componente eléctrica do gerador é definida por um modelo de sexta ordem. Este modelo tem em conta a dinâmica do estator, da excitação e dos enrolamentos amortecedores característicos do tipo de gerador de pólos salientes. O circuito equivalente do modelo é representado através da sua componente directa “d” e em quadratura “q”. Todos os parâmetros do rotor e grandezas eléctricas são vistas a partir do estator”. Na figura 3.10 é apresentado o circuito eléctrico equivalente do modelo do gerador síncrono utilizado.

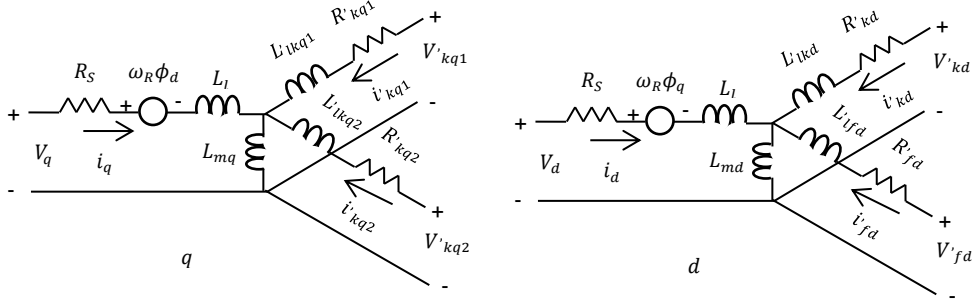


Figura 3.10 – Circuito eléctrico equivalente do gerador síncrono segundo os eixos ortogonais de referência “dq”. (Fonte: [66])

As suas equações que derivam do esquema são as seguintes:

$$\begin{aligned}
 V_d &= R_s i_d + \frac{d}{dt} \varphi_d - \omega_R \varphi_q & \varphi_d &= L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \\
 V'_{fd} &= R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \varphi'_{fd} & \varphi'_{fd} &= L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{kd}) \\
 V'_{kd} &= R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kd} & \varphi'_{kd} &= L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}) \\
 V_q &= R_s i_q + \frac{d}{dt} \varphi_q - \omega_R \varphi_d & \varphi_q &= L_q i_q + L_{mq} i'_{kq} \\
 V'_{kq1} &= R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kq1} & \varphi'_{kq1} &= L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q \\
 V'_{kq2} &= R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kq2} & \varphi'_{kq2} &= L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q
 \end{aligned} \tag{3.35}$$

Os índices utilizados são definidos a seguir:

- d,q – Grandezas na componente directa e em quadratura;
- R,s – Grandezas correspondentes ao rotor e estator;
- l,m – Indutância de dispersão e magnetizante;
- f,k – Grandezas referidas à excitação e enrolamento amortecedor.

A potência activa fornecida pelo gerador é dada segundo a equação 3.36 [72]:

$$P = \frac{V \times E}{X_d} \times \sin \delta + \frac{V^2}{2} \times \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \times \sin 2\delta \tag{3.36}$$

Em que:

V : Tensão aos terminais da máquina síncrona (V);

E : Força electromotriz da máquina (V);

δ : Ângulo eléctrico de carga (°);

X_d : Reactância longitudinal (Ω);

X_q : Reactância transversal (Ω);

Além da potência mecânica “ P_m ” fornecida pelo bloco da turbina hidráulica, o modelo da máquina recebe também como entrada o valor da tensão de excitação “ V_f ” que lhe é fornecida pelo sistema de excitação do gerador.

Para construir o bloco do sistema de excitação do gerador síncrono, recorreu-se ao modelo “*Excitation System*” pertencente à biblioteca de máquinas eléctricas do *SimPowerSystems*TM. Este sistema segue o princípio de excitação CC descrito em [58], mas sem a função de saturação da excitatriz. O bloco de excitação é formado por dois elementos principais, a excitatriz e o regulador de tensão. A excitatriz, montada no mesmo veio da turbina e do gerador, é um alternador auxiliar com excitação no estator, cuja corrente rotórica que é rectificada no próprio veio, tem a função de criar o campo de excitação do alternador principal. O regulador de tensão tem o objectivo de controlar o campo magnético de excitação principal criado pela excitatriz. Esta função é conseguida por intermédio de um amplificador com vários andares de amplificação consoante a potência que seja necessária. Na figura 3.11 pode-se observar o sistema de excitação utilizado no trabalho.

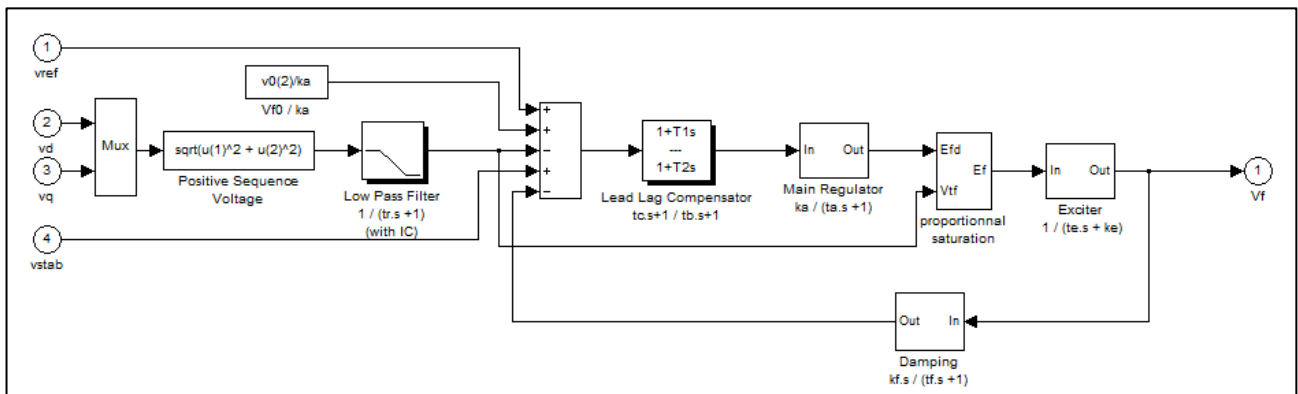


Figura 3.11 – Modelo do sistema de excitação do gerador síncrono utilizado na tese (Fonte : *MatLab*®/*Simulink*®)

Ao valor da tensão de saída do gerador, representado na figura 3.14 pelas suas componentes directa “ vd ” e em quadratura “ vq ”, é calculado o seu módulo e subtraído à tensão de referência “ $vref$ ”. Nesta comparação é também tomado em conta a influência do circuito estabilizador “ $kf.s/(tf.s+1)$ ” e “ $vstab$ ”, existente devido à presença no sistema de pelo menos 3 constantes de tempo ($t_a, t_b, t_c \dots$) e o valor inicial da tensão de excitação “ Vf_0 ” para a simulação do sistema arrancar no período estável. Neste período estável do sistema, sem oscilações, os valores dos parâmetros do circuito de estabilização são nulos e apenas existirá

a diferença entre o módulo da tensão de saída e a tensão de referência pretendida, ou seja o erro de tensão aos terminais do gerador :

$$e = |V_{ref}| - |V| = |V_{ref}| - (|V_{ref}| + \Delta|V|) = -\Delta|V| \quad (3.37)$$

O erro gerado é amplificado no regulador de tensão. O regulador de tensão é caracterizado por um factor de ganho “ k_a ” e pelas constantes de tempo “ t_a ”, “ t_b ” e “ t_c ”. O sinal resultante “ E_{fd} ” é limitado superior e inferiormente pelas zonas de saturação típicas dos sistemas de amplificação. A saída do regulador de tensão “ E_f ” é usado para controlar a excitatriz cuja função de transferência é representada pela seguinte expressão:

$$\frac{V_f}{E_f} = \frac{1}{K_e + sT_e} \quad (3.38)$$

Todos os valores dos factores de ganho e constantes de tempo foram utilizados com base no modelo já predefinido no *SimPowerSystems*TM. Na tabela 3.5 são apresentados os valores utilizados e as principais características deste bloco. O valor da tensão de excitação “ V_f ” é então a saída do bloco do sistema de excitação que irá ser fornecida como entrada ao bloco correspondente ao gerador síncrono, controlando assim a tensão aos terminais do gerador.

Tabela 3.5 – Características principais do gerador eléctrico e do sistema de excitação utilizado

Gerador	
Tipo	Síncrono de pólos salientes
Potência Nominal	8 MVA
Tensão nominal composta	6 kV
Frequência	50 Hz
Resistência estator	0,003 pu
Coefficiente de inércia	3,7 s
Coefficiente de atrito	0
Número de pares de pólos	4
Reactâncias segundo as componentes "d" e "q" e de indução	
X_d	1,305 pu
X_d'	0,296 pu
X_d''	0,252 pu
X_q	0,474 pu
X_q'	0,243 pu
X_l	0,18 pu
Constantes de tempo segundo as componentes "d" e "q"	
T_{do}'	4,49 s
T_{do}''	0,0681 s
T_{q}''	0,0513 s

Sistema de excitação	
Constante de tempo filtro passa baixo (T_r)	0,023 s
Regulador de tensão	
Ganho (K_a)	300
Constante de tempo (T_a)	0,001 s
Constante de tempo (T_b)	0 s
Constante de tempo (T_c)	0 s
Limite superior de saída	600 pu
Limite inferior de saída	-600 pu
Excitatriz	
Ganho (K_e)	1
Constante de tempo (T_e)	0 s
Circuito estabilizador	
Ganho (K_f)	0,001
Constante de tempo (T_f)	0,1 s

Num gerador síncrono a alimentar uma carga variável, além do controlo do valor de tensão que é feito pelo sistema de excitação descrito anteriormente, é também necessário o controlo sobre a frequência produzida pelo gerador de forma que o seu valor se encontre dentro dos limites aceitáveis. O valor da frequência gerada está dependente da potência activa consumida pelas cargas.

Se a potência fornecida for superior à potência consumida pelas cargas, de acordo com a equação 3.39, essa diferença estará presente nas componentes mecânicas rotativas do sistema turbina-gerador, ou seja na velocidade angular do veio [69].

$$P_{entrada} - P_{cargas} = \frac{d(E_C)}{dt} = \frac{d}{dt} \sum_i J_i \cdot \omega_i \quad (3.39)$$

Em que:

$P_{entrada}$: Potência activa fornecida (W);

P_{cargas} : Potência activa consumida (W);

E_C : Energia cinética (J);

J : Momento de inércia (Kg.m²);

ω : Velocidade angular do rotor (rad/s);

Desta forma a velocidade angular do veio irá aumentar até ser atingido uma nova velocidade de equilíbrio. Do ponto de vista eléctrico, este aumento de velocidade irá fazer aumentar consequentemente, na mesma proporção, a frequência fornecida pelo gerador. De forma a manter a frequência constante, é necessário manter constante a potência eléctrica fornecida no seu valor nominal. Assim sendo, para controlar a frequência eléctrica fornecida pelo gerador existem essencialmente duas formas [69]: utilizar uma carga parasita variável (técnica utilizada em sistemas isolados de forma a manter a potência consumida igual à produzida) ou regulando a admissão de energia mecânica ao sistema hídrico (de forma a igualar a potência consumida).

Esta última opção poderia ter sido integrada no trabalho através da possibilidade de inclusão do bloco “Steam Turbine and Governor” pertencente à biblioteca de máquinas eléctricas do *SimPowerSystems*TM. Esta hipótese de controlo de frequência através regulação da admissão de energia mecânica recorrendo ao bloco “Steam Turbine and Governor” chegou a ser testada, mas dada a sua lentidão de resposta face ao tempo de simulação e consequente impacto sobre o sistema em estudo, e não sendo o objectivo desta dissertação o estudo pormenorizado de sistemas mini-hídricos, o autor decidiu não considerar a sua aplicação no modelo mini-hídrico proposto. Desta forma, apesar de implicar um aumento das perdas no sistema, foi implementado aos terminais do gerador um sistema de carga parasita variável como forma de manter constante a sua frequência aos seus terminais. O princípio de operação deste sistema pode ser observado através da figura 3.12.

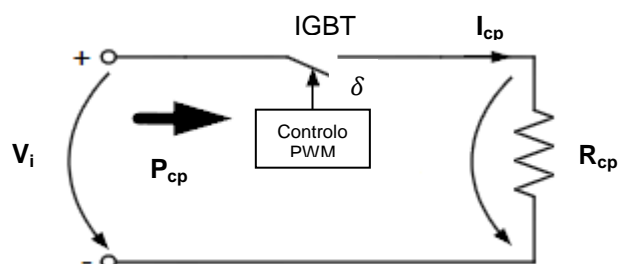


Figura 3.12 – Princípio de operação do sistema de carga parasita variável implementado. (Fonte: [69])

A tensão à saída do gerador é rectificada através de um rectificador trifásico que alimenta a carga parasita através de um IGBT. É também implementado neste circuito um filtro LC de forma a eliminar o tremor da corrente resultante da acção do IGBT. O gerador é mantido a funcionar na sua zona nominal através de um controlador PI que ajusta a diferença entre a potência solicitada ao gerador e a sua potência nominal. Com base nessa diferença, através de um PWM, o controlador dá as indicações necessárias de largura de pulso ao IGBT, controlando o seu estado de condução e definindo assim a potência consumida pela carga parasita. Este consumo pode ser traduzido em função da largura de pulso produzida pelo PWM através seguinte fórmula [69] :

$$P_{cp} = \frac{V_t^2 \times \delta}{R_{cp}} \quad (3.40)$$

Onde:

V_t : Tensão rectificada à saída do gerador (V);

δ : Largura de pulso aplicada ao IGBT;

R_{cp} : Resistência da carga parasita (Ω);

Quando a potência produzida pelo gerador for inferior à sua potência nominal, irá aparecer um sinal de erro no circuito de controlo descrito. Este erro será corrigido aumentando ou diminuindo adequadamente a largura de pulso “ δ ” produzida pelo PWM que por sua vez limita a tensão aos terminais da resistência parasita alterando a assim a sua potência consumida.

Dada a semelhança com os circuitos Buck-Boost implementados, tanto a descrição detalhada dos vários modelos deste sistema, como a técnica PWM utilizada será descrita mais à frente no ponto 4.2.1. desta dissertação. O método para a determinação dos valores de indutância e capacitância do filtro LC, como dos parâmetros “ K_p ” e “ K_i ” do controlador PI são também explicados em pormenor mais à frente no capítulo IV. Os principais valores determinados para os vários elementos do sistema de carga parasita variável foram os seguintes:

- $L = 7 \mu\text{H}$;
- $C = 3 \text{ mF}$;
- $R_{cp} = 8 \Omega$;
- $K_p = 250$;
- $K_i = 0,01$;

Na figura 3.13 é apresentado, tal como foi descrito, o sistema de carga parasita variável implementado. A interligação entre os diversos modelos e blocos anteriormente descritos que constituem o modelo mini-hídrico desta tese é apresentado na figura 3.14.

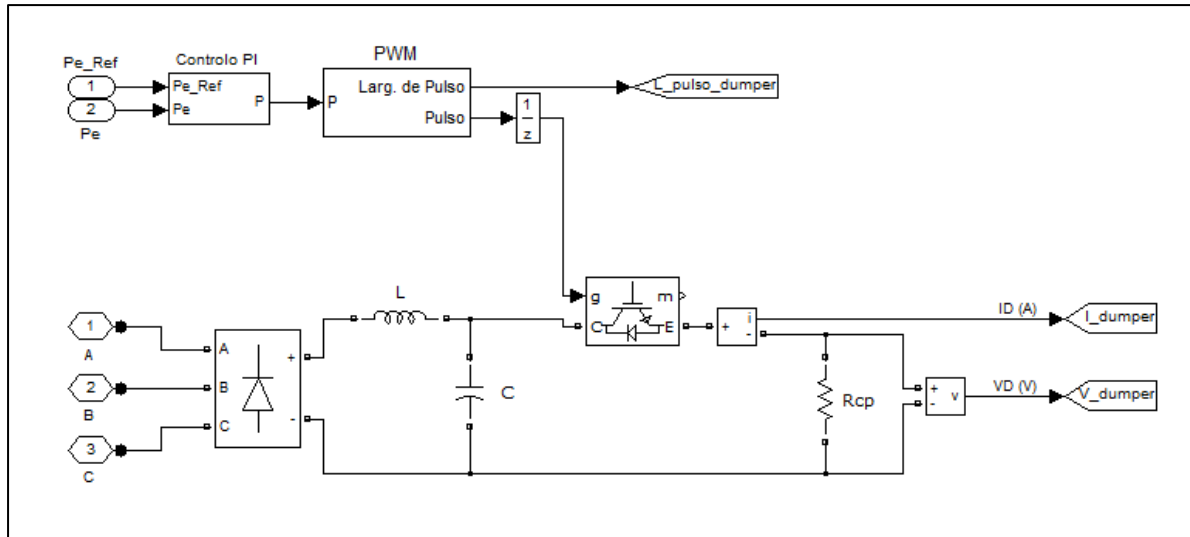


Figura 3.13 – Modelo do sistema de carga parasita variável implementado em ambiente *MatLab*® / *Simulink*®

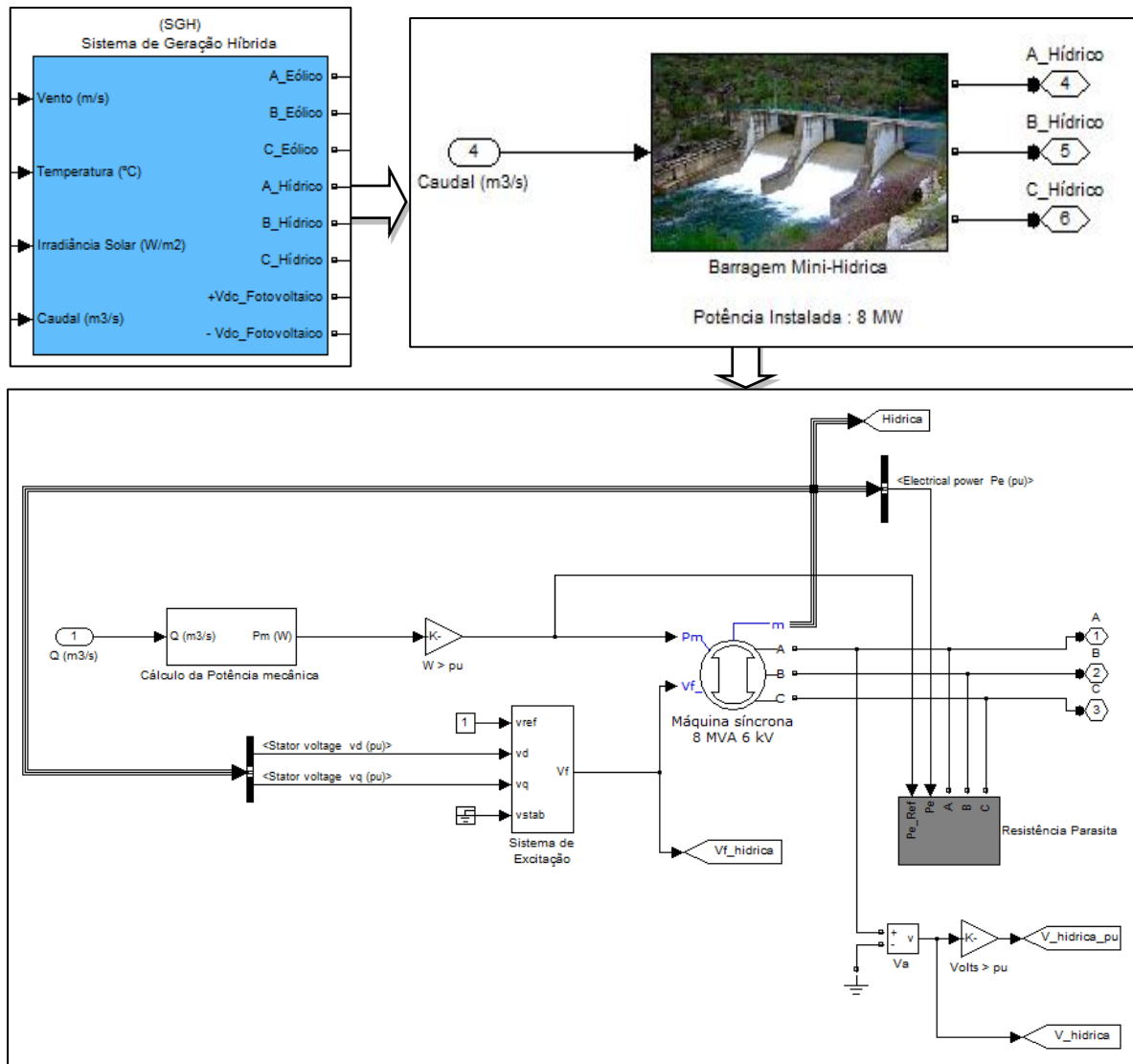


Figura 3.14 – Modelo da central Mini-hídrica desenvolvido na tese em ambiente *MatLab*® / *Simulink*®

3.3.3. Construção e implementação do modelo fotovoltaico

O modelo fotovoltaico presente neste trabalho foi desenvolvido com base na representação matemática de uma célula fotovoltaica descrita através do esquema eléctrico de um díodo e três parâmetros. Este esquema pode ser representado pelo circuito eléctrico equivalente apresentado na figura 3.15.

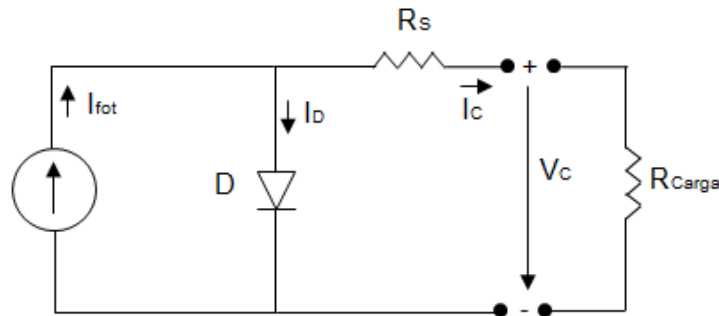


Figura 3.15 – Circuito eléctrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga

A corrente “ I_c ” fornecida nos terminais da célula à carga é igual à diferença entre a corrente eléctrica unidireccional “ I_{fot} ” gerada através do efeito fotoeléctrico (já explicado no ponto 2.1.5) e a corrente “ I_D ” que atravessa o díodo. Este díodo tem a função de representar a junção “ $p-n$ ” da célula e está dependente da tensão “ V_c ” aos seus terminais. Desta forma a corrente de saída da célula pode ser representada matematicamente por:

$$I_c = I_{fot} - I_D \quad (3.41)$$

Onde:

I_c : Corrente de saída da célula (A);

I_{fot} : Corrente gerada pelo efeito fotoeléctrico (A);

I_D : Corrente que atravessa o díodo (A);

A resistência em série “ R_s ” representa a resistência interna ao fluxo de corrente e depende da espessura da junção “ $p-n$ ”, das impurezas presentes na célula e da sua resistência de contacto. O rendimento de conversão da célula está intimamente ligado às pequenas variações que possam existir em “ R_s ”, ou seja, um pequeno aumento desta resistência pode originar uma considerável diminuição do rendimento da célula. Também poderia ser representada no circuito eléctrico equivalente uma resistência ligada em paralelo para simular o comportamento da corrente de fuga à terra, mas, devido à sua pouca influência na eficiência de conversão da célula, ao contrário de “ R_s ”, optou-se por não a representar. As condições nominais de teste, utilizadas para a realização das medidas dos parâmetros característicos da

célula, são normalmente designadas por condições de referência, e no caso do tipo de células utilizadas neste trabalho tomam os seguintes valores:

- Temperatura, $\theta_r = 25\text{ }^{\circ}\text{C} \Leftrightarrow T_r = 298,15\text{ K}$;
- Irradiância solar incidente, $G_r = 1000\text{ W/m}^2$;

A diferença de potencial “ V_c ” criada à saída da célula pode ser descrita através da seguinte expressão [73]:

$$V_c = \frac{mkT_r}{q} \ln\left(\frac{I_{fot} + I_0 - I_c}{I_0}\right) - R_s I_c \quad (3.42)$$

Onde :

V_c : Tensão aos terminais da célula (V);

k : Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}\text{ J/K}$);

T_r : Temperatura de referência da célula (K);

q : Carga do electrão ($1,602 \times 10^{-19}\text{ C}$);

R_s : Resistência interna da célula (Ω);

I_0 : Corrente inversa máxima de saturação do díodo (A);

m : Factor de idealidade do díodo (aproximação da característica teórica V/I) (díodo ideal: $m = 1$; díodo real: $m > 1$);

A corrente “ I_D ” que atravessa o díodo é dada por [74]:

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV_c}{mkT_r}} - 1 \right) \quad (3.43)$$

A corrente gerada pelo efeito fotoeléctrico na célula depende da temperatura e irradiância solar da seguinte forma [8]:

$$I_{fot} = (I_{CCR} + K_i(T - T_r)) \frac{G}{100} \quad (3.44)$$

Onde :

I_{CCR} : Corrente de curto-circuito da célula à temperatura e irradiância solar de referência (A);

K_i : Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito;

T : Temperatura da célula (K);

G : Irradiância Solar (W/m^2);

Através das equações 3.41, 3.43 e 3.44 pode-se então concluir que a corrente fornecida a uma carga pela célula fotovoltaica é igual a:

$$I_C = I_{fot} - I_D = (I_{CCR} + K_i(T - T_r)) \frac{G}{100} - I_0 \left(e^{\frac{qV_C}{mkT_r}} - 1 \right) \quad (3.45)$$

Conhecido o valor da corrente inversa máxima de saturação do díodo para as condições de referência, ainda se pode definir a variação de “ I_0 ” com a temperatura [8]:

$$I_0 = I_{0r} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\left(\frac{q\varepsilon}{mk} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right)} \quad (3.46)$$

Em que :

ε : Hiato do silício (1,12 eV);

I_{0r} : Corrente inversa máxima de saturação do díodo à temperatura de referência “ T_r ” (A);

Existem dois pontos de operação da célula que merecem especial destaque:

Curto-Circuito

Nesta situação a tensão “ V_c ” aos terminais da célula é nula, logo:

$$I_D = 0 \Rightarrow I_C = I_{fot} = I_{CCR}$$

A corrente de curto-circuito “ I_{CCR} ” representa então a corrente máxima gerada pelo efeito fotoelétrico entregue a uma carga.

Circuito Aberto

Nesta situação a corrente “ I_c ” fornecida nos terminais da célula à carga é nula, logo:

$$V_C = \frac{mkT_r}{q} \ln \left(\frac{I_{fot} + I_0}{I_0} \right) = V_{CAR}$$

A tensão em vazio “ V_{CAR} ” representa assim o valor máximo de tensão aos terminais da célula.

Tanto a corrente de curto-circuito “ I_{CCR} ” como a tensão em vazio “ V_{CAR} ” são características da célula sendo por isso os seus valores nas condições de referência fornecidos pelo fabricante. Como a potência máxima de uma célula não ultrapassa os 2 W, é necessário agrupá-las em série e paralelo de forma a aumentarem a tensão e a corrente respectivamente, aumentando assim a potência produzida. A estes conjuntos de células ligadas em série e em paralelo são denominados de módulos fotovoltaicos. No caso deste trabalho, foi utilizado como referência o módulo fotovoltaico da Shell SM100-12 [75], constituído por 2 ramos em paralelo

de 36 células monocristalinas de 103 x 103 mm agrupadas em série, o que perfaz uma potência máxima de 100 W a 17 V. Na tabela 3.6 são indicadas as principais características técnicas do módulo fotovoltaico utilizado neste trabalho e nas figuras 3.16 e 3.17 as curvas I/V, demonstrando o desempenho do módulo a diferentes valores de temperatura e de irradiância solar incidente. Para mais informações sobre as características deste módulo ver [75].

Tabela 3.6 – Características eléctricas principais do módulo Shell SM100-12 nas condições de referência (Fonte: [75])

Descrição	Variável	Valor
Potência Nominal	P_n	100 W
Potência de pico*	P_p	100 W
Tensão à potência de pico	V_p	17 V
Tensão em vazio	V_{CAR}	21 V
Corrente de curto-circuito	I_{CCR}	6.5 A
Potência de pico mínima	P_{p_min}	95 W
*Tolerância na potência de pico		+/- 5%

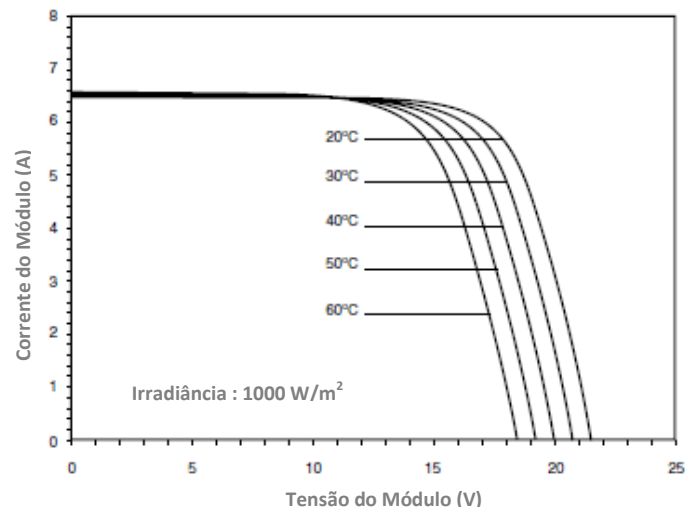


Figura 3.16 – Característica I/V demonstrativa do desempenho do módulo Shell SM100-12 a diferentes níveis de temperatura (Fonte: [75])

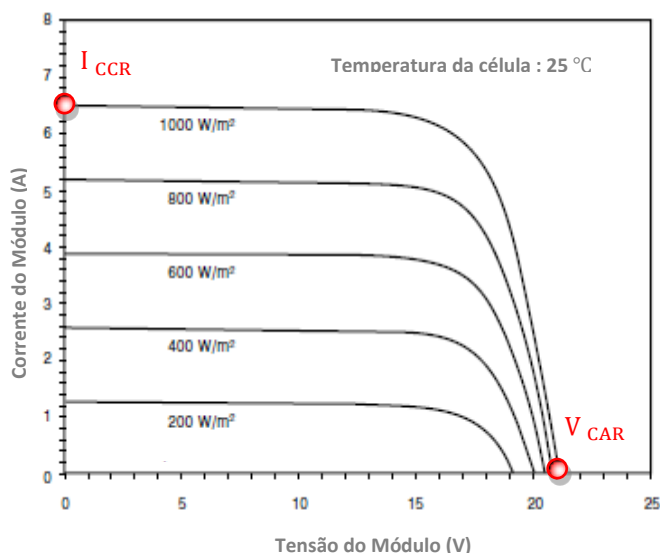


Figura 3.17 – Característica I/V demonstrativa do desempenho do módulo Shell SM100-12 a diferentes níveis de irradiância solar (Fonte: [75])

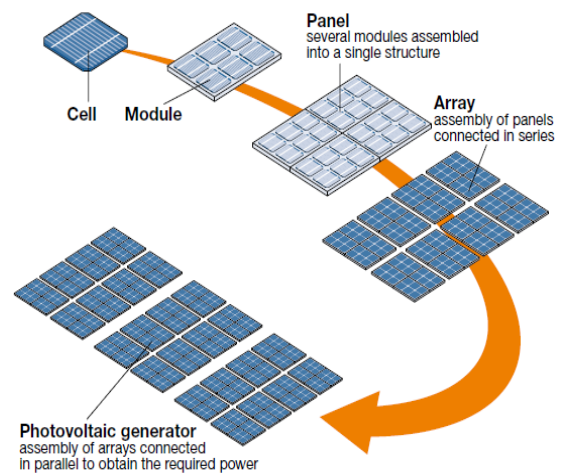


Figura 3.18 – Etapas de formação de uma estrutura fotovoltaica desde a célula à central fotovoltaica (Fonte : [74])

Na figura 3.17 podemos assim identificar para as condições de referência (1000 W/m² e 25 °C), a corrente de curto-circuito ($I_{CCR} = 6,5 \text{ A}$) e a tensão em vazio ($V_{CAR} = 21 \text{ V}$).

Na figura 3.18 podemos verificar que os módulos ainda se podem agrupar mecânica e electricamente em painéis criando assim uma estrutura única. De forma a satisfazer as

necessidades de potência eléctrica, os painéis ainda podem ser ligados em série e paralelo formando uma central fotovoltaica. De forma a chegar aos 500 kW pretendidos, o modelo desenvolvido para o trabalho, é constituído por 5000 módulos Shell *SM100-12* com cerca de 51 módulos ligados em paralelo constituídos por 98 módulos em série. Neste modelo a influência da irradiância solar e da temperatura da célula sobre a corrente e a tensão aos seus terminais, já descrita através da equação 3.45, é simplificada ao se utilizar o método descrito em [73]. De acordo com este método, para uma determinada temperatura e irradiância solar conhecida é obtido um modelo que depois é modificado de acordo com as variações de temperatura e irradiância solar incidente. Tomando a equação 3.42 como modelo da célula do módulo *SM100-12* à irradiância e temperatura nas condições de referência, quando existe uma alteração da temperatura ambiente e da irradiância solar incidente, a temperatura da célula também se irá alterar, o que resulta numa variação da corrente fotovoltaica produzida e da tensão aos seus terminais. Esta influência da temperatura ambiente na tensão e corrente fotovoltaica produzida é representada no modelo pelos coeficientes “ C_{TV} ” e “ C_{TI} ” da seguinte forma [73]:

$$C_{TV} = 1 + \beta_T(T_a - T_x) \quad (3.47)$$

$$C_{TI} = 1 + \frac{\gamma_T}{G_c}(T_x - T_a) \quad (3.48)$$

Onde de acordo com [73] [75] e, $\beta_T = 0,0036$ e $\gamma_T = 0,43$ para o tipo de célula utilizada e $T_a = 25^\circ\text{C}$ representa o valor da temperatura ambiente durante o teste da célula. Através destes coeficientes conseguiu-se modificar o modelo da célula utilizado no trabalho de forma a demonstrar o seu comportamento para outros valores de temperatura ambiente “ T_x ”. Outro factor que também se tem de tomar em conta é a influência da irradiância solar na corrente fotovoltaica produzida e na temperatura da célula, que por sua vez afecta também a tensão aos terminais da célula. Se o nível de irradiância solar incidente na célula aumentar, tanto a corrente fotovoltaica produzida como a temperatura da célula irão também aumentar. Tal como a influência da temperatura ambiente, também o impacto da variação dos níveis de irradiância incidente na corrente e na tensão produzida pela célula poderá ser representado no modelo apresentado no trabalho pelos coeficientes “ C_{GV} ” e “ C_{GI} ” da seguinte forma [73]:

$$C_{GV} = 1 + \beta_T \alpha_S(G_x - G_c) \quad (3.49)$$

$$C_{GI} = 1 + \frac{1}{G_c}(G_x - G_c) \quad (3.50)$$

Onde :

G_c : Irradiância solar nas condições de referência (W/m^2);

G_x : Irradiância solar actual (W/m^2);

A alteração ao nível da temperatura da célula devido à irradiância solar “ ΔT_c ” é obtido através da seguinte equação:

$$\Delta T_c = \alpha_S(G_x - G_c) \quad (3.51)$$

Em que :

α_s = Constante de valor igual a 0,2 que representa o impacto da alteração de temperatura da célula devido à variação da irradiância solar [73].

Conjugando todos os coeficientes de correcção acima mencionados, os novos valores de corrente fotovoltaica produzida e de tensão aos terminais da célula devido a uma variação da irradiância solar incidente e da temperatura ambiente serão dados pelas seguintes equações:

$$V_{CX} = C_{TV} C_{GV} V_C = C_V V_C \quad (3.52)$$

$$I_{fotx} = C_{TI} C_{GI} I_{fot} = C_I I_{fot} \quad (3.53)$$

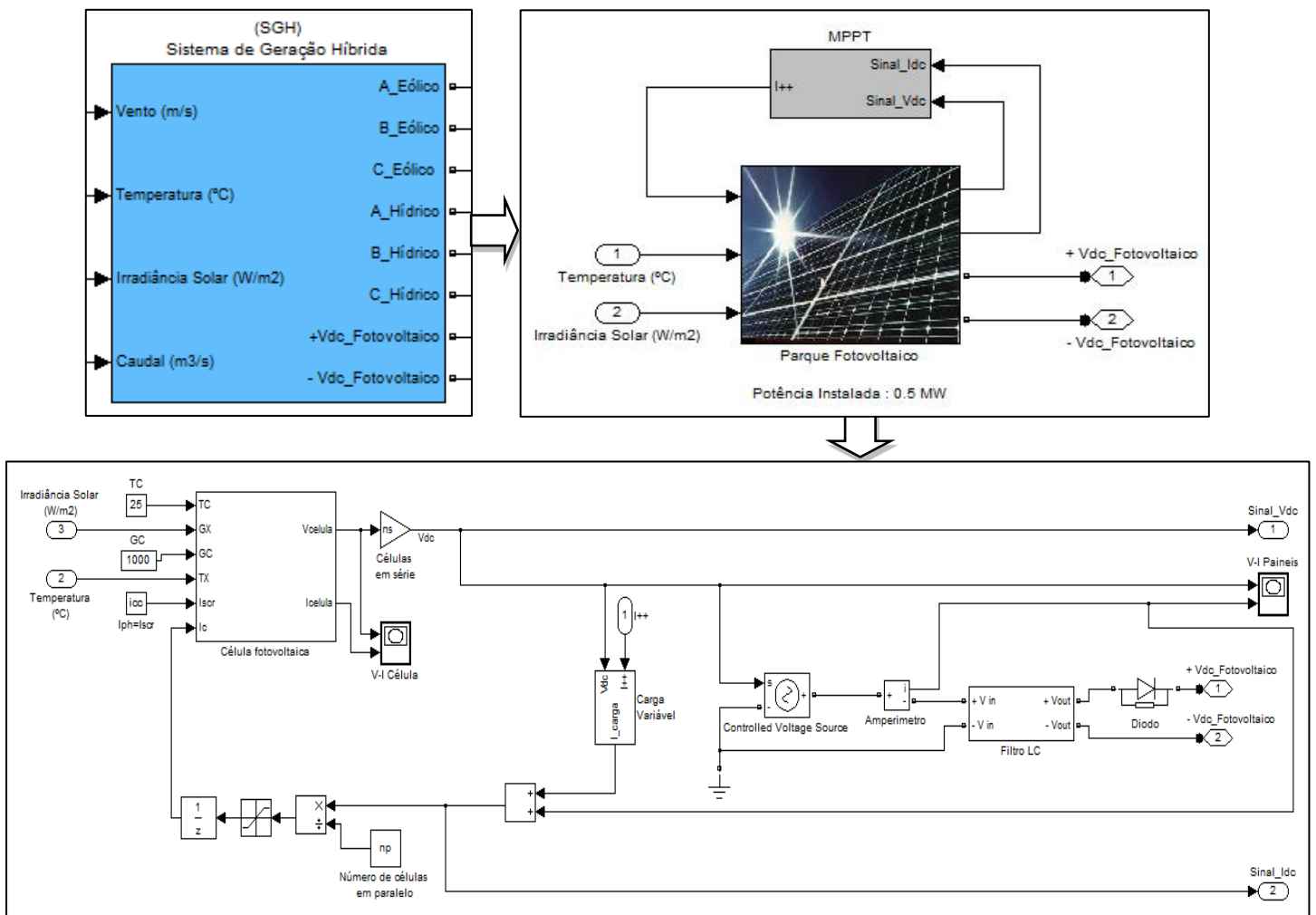


Figura 3.19 – Modelo dos painéis fotovoltaicos desenvolvido em ambiente *MatLab® / Simulink®*

Na figura 3.19 é apresentado o modelo dos painéis fotovoltaicos desenvolvido no trabalho em ambiente *MatLab®/Simulink®*. O modelo recebe como dados de entrada a temperatura ambiente e a irradiância solar incidente. Estes valores são fornecidos pelo bloco das condições meteorológicas e modificados se pretendido pelo utilizador da ferramenta de simulação desenvolvida neste trabalho. Na saída do modelo existe um diodo ligado em série de

forma a impedir o fluxo contrário de corrente e um filtro com 9 mF de capacidade e 70 mH de indutância de forma alisar respectivamente a tensão e a corrente de saída dos painéis, eliminando as harmónicas indesejáveis. Tal como já mencionado, a célula fotovoltaica utilizada como referência foi a pertencente ao módulo Shell *SM100-12*, onde as suas características são apresentadas na tabela 3.6. Os painéis são constituídos por 125 células em paralelo ($n_p=125$) e 4400 células em série ($n_s=4400$), o que faz com que tenha uma tensão e corrente nominal às condições de referência cerca de 1666 V_{cc} e 300 A, tal como se pode comprovar mais adiante na característica “I/V” do painel apresentado na figura 3.23. O bloco que representa o modelo da célula é exposto na figura 3.20. A tensão aos terminais da célula é calculada matematicamente através da equação 3.42 no bloco “*Cálculo da tensão da célula*”. O efeito das alterações na temperatura e na irradiância solar sobre a tensão e a corrente fotovoltaica da célula é modelado no bloco “*Efeito da variação da temperatura e da irradiância solar*” onde são definidas as equações 3.47 a 3.53.

Para que o modelo dos painéis fotovoltaicos funcione sempre no ponto de operação correspondente à potência máxima para qualquer variação das condições ambientais (irradiância solar e temperatura ambiente), foi desenvolvido com base em [76], um modelo seguidor de potência máxima (MPPT). O modelo MPPT desenvolvido é sustentado num algoritmo dinâmico, baseado no método directo, que não depende de nenhuma previsão ou informação sobre a evolução das condições ambientais. Este modelo construído em ambiente MatLab®/Simulink®, representado na figura 3.22, é constituído por duas partes, o detector do ponto de potência máxima (MPPD) e o controlador PI. O bloco MPPD tem a função de, como o próprio nome indica, detectar o ponto de operação onde a potência é máxima, o que é conseguido através de um algoritmo de procura que capta a resposta dinâmica dos diversos pontos de potência máxima obtidos a diferentes valores das condições ambientais. No início este algoritmo assume um valor muito baixo como sendo a potência máxima para aquele instante. De seguida, ao arrancar a simulação do modelo dos painéis fotovoltaicos, são definidos os seus valores instantâneos de corrente, tensão e consequentemente de potência produzida. Desta forma a diferença entre dois valores consecutivos de potência é calculado e comparado a uma constante definida à priori e denominada por constante sensível de procura ($\alpha < 0$). Esta constante é um dos parâmetros chave do algoritmo do MPPD, isto porque é usada para detectar as variações negativas da potência produzida pelos painéis devido à menor irradiância solar ou à menor solicitação de carga, fazendo com que o ponto de potência máxima seja inicializado antes de procurar um novo ponto. O valor escolhido para a constante sensível é de -1 para que o ponto de potência máxima seja inicializado cada vez que a variação na potência produzida seja menor que -1, o que faz com que o algoritmo procure um novo ponto de operação onde a potência seja máxima. Tal como se pode observar na figura 3.21, o algoritmo descrito foi implementado em MatLab®/Simulink® com o auxílio do bloco “*MinMax Running Resettable*”, apresentando como “*Detector de potência máxima*”. Este bloco tem a função de guardar e apresentar os valores máximos do sinal que recebeu até ser inicializado por ordem do utilizador para um valor definido, neste caso $P_{MO} = 0$. Depois de

inicializado, existirá uma variação positiva de potência e o algoritmo vai substituir o valor inicial pelo valor de potência máxima seguinte, e num próximo instante o valor anterior por outro ponto de potência superior, avançando desta forma na curva “ $P-V$ ” até atingir o seu pico ($dP/dV = 0$) onde o ponto de operação corresponde à potência máxima.

O controlador PI tem a função de fazer com que os painéis se mantenham no ponto de operação correspondente à potência máxima fornecido pelo algoritmo do bloco MPPD em determinadas condições ambientais. Este valor é dado ao controlador PI, como sendo a referência de potência que os painéis fotovoltaicos terão de seguir. Este controlador, apresentado na figura 3.22, utiliza como dados de entrada o erro entre a potência produzida pelos painéis e a potência máxima fornecida pelo MPPD (P_{erro}), as variações da tensão (Dv), da corrente (Di) e da potência produzida pelos painéis (Dp), gerando assim um erro total que é fornecido como entrada num controlador PI que desta forma dá indicações a uma resistência variável com o objectivo de aumentar ou diminuir a corrente solicitada aos painéis fotovoltaicos, mantendo-os assim no ponto de operação correspondente à potência máxima [76]. A avaliação dos desvios “ Di ”, “ Dv ”, “ Dp ” e “ P_{erro} ” é importante na medida em que estes valores demonstram as possíveis variações das condições ambientais e/ou de carga.

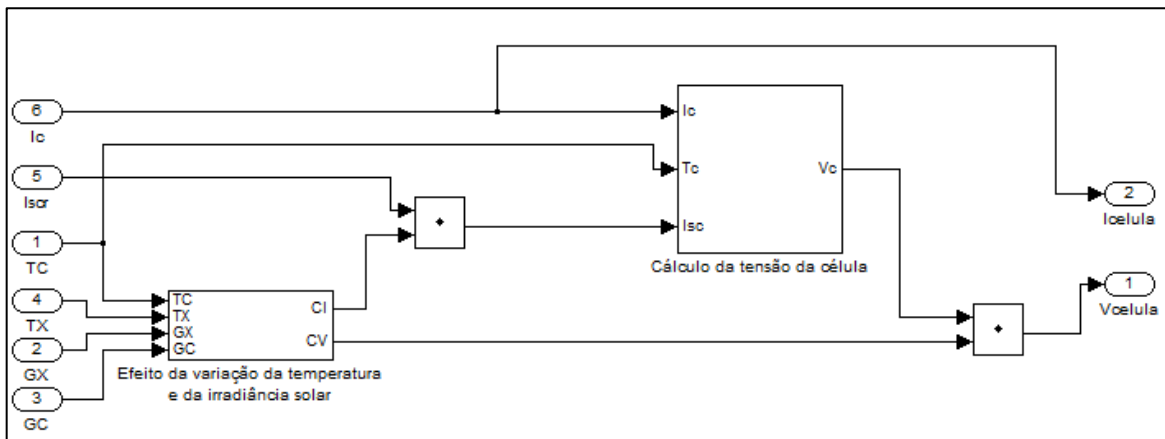


Figura 3.20 – Modelo da célula fotovoltaica

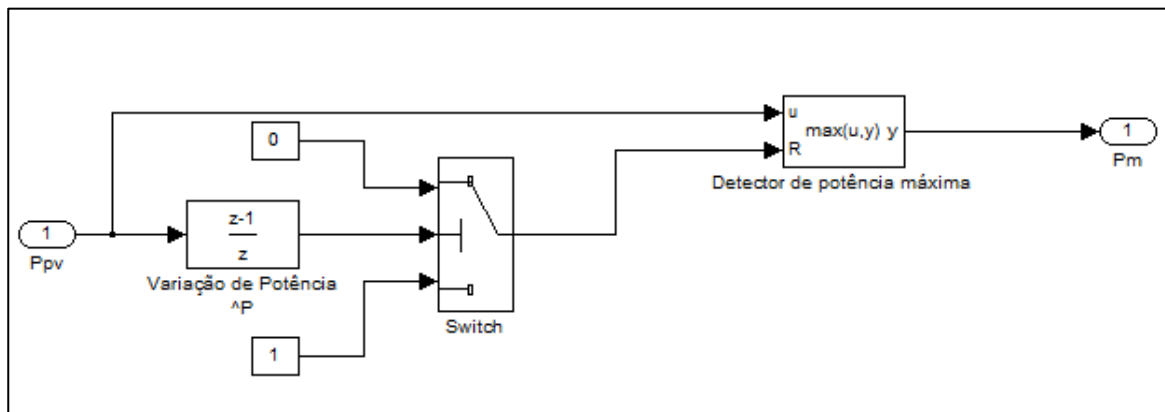


Figura 3.21 – Modelo do detector do ponto de potência máxima (MPPD). (Fonte: [76])

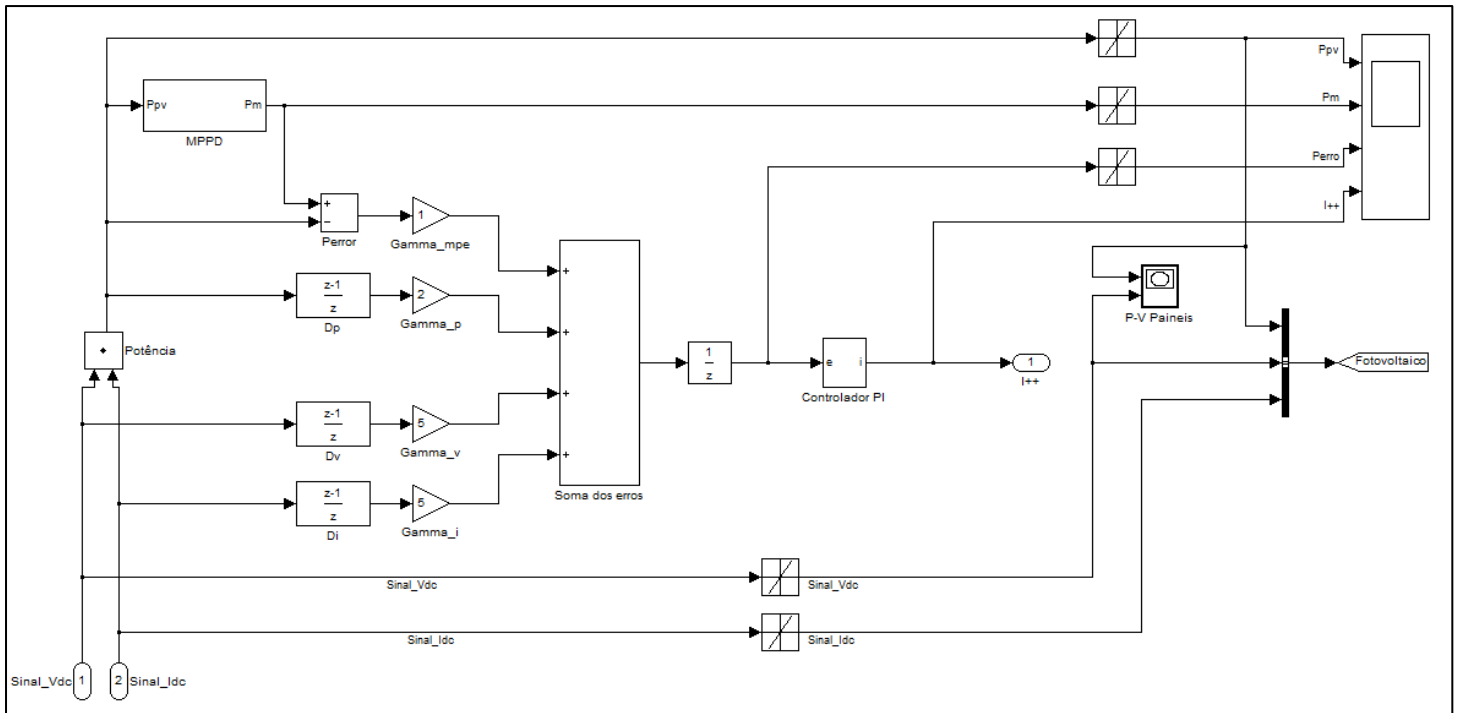


Figura 3.22 – Modelo do seguidor do ponto de operação correspondente à potência máxima (MPPT). (Fonte: [76])

Tal como se pode observar pelas características “ I/V ” e “ P/V ” do modelo dos painéis fotovoltaicos nas condições de referência (1000 W/m^2 e 25°C) representadas nas figuras 3.23 e 3.24 respectivamente, os painéis são mantidos no ponto de operação correspondente à potência máxima ($P=500 \text{ kW}$), demonstrando assim o correcto funcionamento do sistema MPPT implementado. Em ambas as figuras é possível verificar o seguimento da potência máxima em cada instante que a corrente eléctrica aumenta até que seja atingida a sua potência nominal de funcionamento.

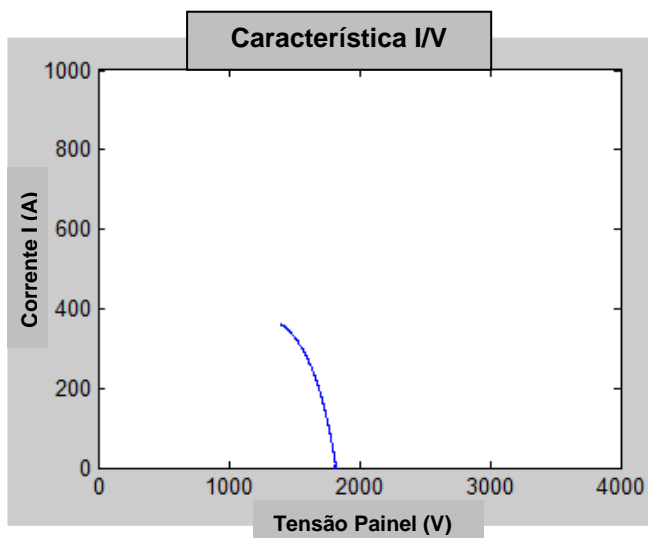


Figura 3.23 – Característica I/V do modelo dos painéis fotovoltaicos desenvolvido em ambiente *MatLab®/Simulink®*

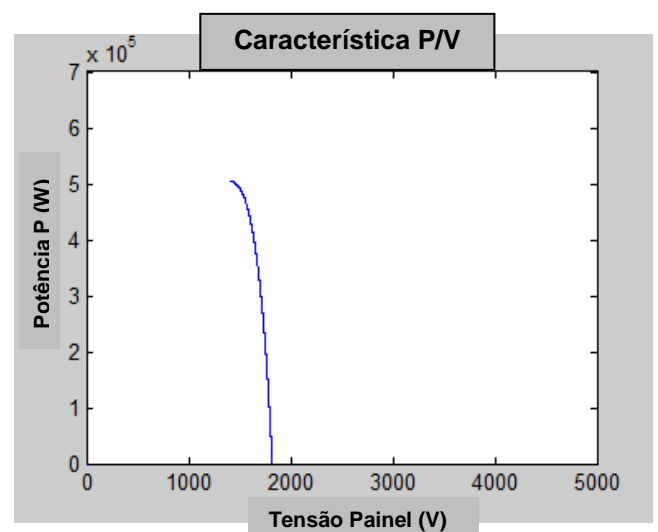


Figura 3.24 – Característica P/V do modelo dos painéis fotovoltaicos desenvolvido em ambiente *MatLab®/Simulink®*

Capítulo IV - Construção, Constituição e Implementação da Microrede em ambiente Matlab®/Simulink®

4.1. Introdução

Além dos modelos utilizados para a produção descentralizada renovável que foram descritos no ponto 3.3 da presente dissertação, este capítulo pretende explicar como foram implementados em ambiente *MatLab*®/*Simulink*® todos os outros modelos que fazem parte da microrede de energia em estudo e o seu respectivo sistema de controlo. No ponto 4.2 é descrito como foram desenvolvidos os modelos dos rectificadores e dos conversores buck-boost das fontes renováveis, os modelos da rede de média tensão, do sistema de armazenamento de energia, do inversor e das cargas. No ponto 4.3 é referido como foi construído e implementado o sistema de controlo e gestão energética da microrede em estudo nesta dissertação. Finalmente no ponto 4.4 são apresentadas as conclusões que foram retiradas na elaboração dos modelos descritos neste capítulo e é apresentada a implantação em *MatLab*®/*Simulink*® da microrede em estudo.

4.2. Construção e implementação dos blocos constituintes da microrede

4.2.1. Construção e implementação dos rectificadores e do modelo dos conversores CC/CC Buck-Boost

A energia renovável gerada pelos modelos de produção descentralizada apresentados nos pontos 3.3.1, 3.3.2 e 3.3.3, é transferida para a microrede em estudo através de um barramento em tensão contínua a 750 V. Para se obter este nível de tensão constante e de forma a poder controlar e uniformizar as diferentes características presentes nas saídas dos produtores de energia renovável, são desenvolvidos e implementados no presente trabalho modelos de controladores dos produtores utilizando electrónica de potência. Para os produtores eólico e mini-hídrico são utilizados rectificadores trifásicos para transformar a tensão alternada das suas saídas em tensão contínua, sendo depois esta tensão controlada e mantida constante a 750V_{CC} através de um conversor CC/CC Buck-Boost. Como o produtor fotovoltaico

já é uma fonte de tensão contínua, não necessita de rectificador e é directamente implementado à sua saída o conversor CC/CC Buck-Boost com o intuito de compatibilizar o nível de tensão desta fonte com o barramento da microrede.

O rectificador trifásico utilizado nas saídas das fontes mini-hídrica e eólica possibilita a conversão do sistema trifásico alternado para o sistema monofásico contínuo de tensão presente no barramento da microrede. Para a implementação do rectificador em ambiente *MatLab®/Simulink®* recorreu-se ao modelo “*Universal Bridge*” disponível na biblioteca do *SimPowerSystems™*, tomando como referência o circuito apresentado na figura 4.1.

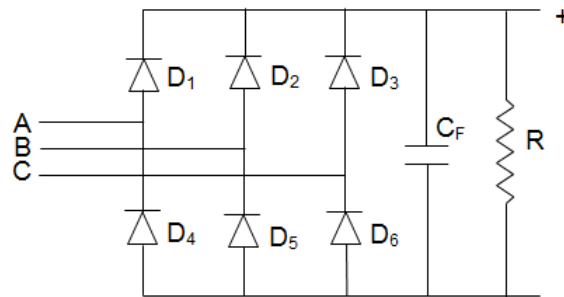


Figura 4.1 – Circuito do rectificador trifásico utilizado

A tensão simples de entrada neste circuito é dada por:

$$V_i(\omega t) = \sqrt{2} \times V_e \times \cos(\omega t) \quad (4.1)$$

Em que:

V_e : Valor eficaz da tensão simples de entrada (V);

No circuito apresentado na figura 4.1, denominado por ponte de Graetz, existem sempre dois díodos em condução, um no grupo positivo e outro no grupo negativo do rectificador. Cada díodo conduz durante um intervalo igual a 120° e ocorre uma comutação a cada 60°. Desta forma a frequência da componente fundamental da tensão de saída é igual a 6 vezes a frequência das tensões de alimentação [76]. Sendo a tensão na carga igual a :

$$V_R(\omega t) = \sqrt{3} \times \sqrt{2} \times V_e \times \cos(\omega t) \quad (4.2)$$

o seu valor médio é dado então para 1/6 de período [76]:

$$\begin{aligned} V_{R\text{médio}} &= \frac{3}{\pi} \int_{-\frac{\pi}{6}}^{\frac{\pi}{6}} \sqrt{3} \times \sqrt{2} \times V_e \times \cos(\omega t) d(\omega t) = \frac{3}{\pi} \times \sqrt{3} \times \sqrt{2} \times V_e [\sin(\omega t)]_{-\frac{\pi}{6}}^{\frac{\pi}{6}} = \\ &= \frac{3}{\pi} \times \sqrt{3} \times \sqrt{2} \times V_e = 2,34 \times V_e \end{aligned} \quad (4.3)$$

Através da equação 4.3 pode-se assim calcular o valor esperado para cada uma das tensões rectificadas à saída dos produtores eólico e mini-hídrico:

Modelo eólico

$$V_e = \frac{U_{c_eólico}}{\sqrt{3}} = \frac{575}{\sqrt{3}} = 332V_{AC} \Rightarrow V_{eólico_cc} = 2,34 \times V_e = 776,9 V_{cc}$$

Modelo mini-hídrico

$$V_e = \frac{U_{c_hídrico}}{\sqrt{3}} = \frac{6000}{\sqrt{3}} = 3464,1V_{AC} \Rightarrow V_{hídrico_cc} = 2,34 \times V_e = 8106 V_{cc}$$

O condensador e resistência existentes na saída do circuito da figura 4.1 possibilitam o alisamento da tensão, que se pretende a mais contínua possível. Os seus valores foram ajustados manualmente tomando como referencia as seguintes recomendações fornecidas pelo *SimPowerSystems*TM [66] :

$$R > 2 \times \frac{T_s}{C_F} \quad (4.4)$$

$$C_F < \frac{P_n}{1000 \times 2 \times \pi \times f \times V_n^2} \quad (4.5)$$

Em que:

T_s : Período de amostragem utilizado na simulação (s);

P_n : Potência nominal da fonte (VA);

f : Frequência fundamental (Hz);

V_n : Tensão nominal composta de entrada (V);

Desta forma para o rectificador trifásico utilizado no modelo eólico e mini-hídrico obtêm-se os seguintes limites para os valores da resistência e do condensador e os seus respectivos valores seleccionados para a microrede em estudo:

Modelo eólico

$$C_F < \frac{4,5 \times 10^6}{1000 \times 2 \times \pi \times 50 \times 575^2} = 4,332 \times 10^{-5} F \quad ; \quad R > 2 \times \frac{5 \times 10^{-6}}{4,332 \times 10^{-5}} = 0,2308 \Omega$$

Valores seleccionados: $C_F = 14 \times 10^{-6} F$; $R = 20 \Omega$

Modelo mini-hídrico

$$C_F < \frac{8 \times 10^6}{1000 \times 2 \times \pi \times 50 \times 6000^2} = 7,073 \times 10^{-7} F ; \quad R > 2 \times \frac{5 \times 10^{-6}}{7,073 \times 10^{-7}} = 14,137 \Omega$$

Valores seleccionados: $C_F = 0,4 \times 10^{-6} F$; $R = 15 \Omega$

Os conversores Buck-Boost utilizados para o controlo da tensão de saída das fontes renováveis, foram implementados com base no circuito apresentado na figura 4.2.

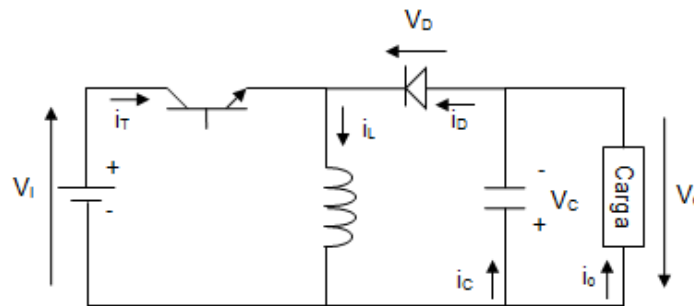


Figura 4.2 – Circuito relativo ao conversor Buck-Boost

Este conversor CC/CC é caracterizado por fornecer uma tensão de saída que tanto poderá ser maior ou menor, relativamente à tensão de entrada, apresentando tais tensões uma relação de polaridade inversa. Por este facto, o conversor Buck-Boost pode igualmente ser denominado de conversor inversor [77].

O funcionamento do Buck-Boost encontra-se dividido em dois modos [78]:

- Modo 1: Transístor IGBT em condução e díodo reversamente polarizado (não conduz).

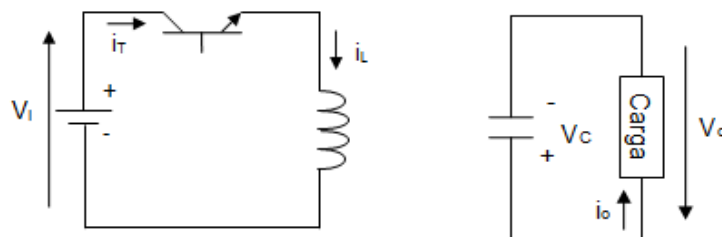


Figura 4.3 – Circuito equivalente relativo ao modo 1 do conversor Buck-Boost

A corrente de entrada em crescimento, percorre a bobina até um determinado valor máximo, atingido quando o transístor IGBT é desligado. Neste passo é transferida energia para a bobina, e devido ao facto de o díodo não conduzir, a carga é alimentada pelo condensador. Neste caso a evolução da corrente que percorre a bobina “ i_L ” é dada por [78]:

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_i}{L} \quad (4.6)$$

No final deste modo, o aumento da corrente “ i_L ” é igual a:

$$\Delta i_L = \int_0^{\delta T} di_L = \int_0^{\delta T} \frac{V_i}{L} dt = \frac{V_i \times \delta \times T}{L} \quad (4.7)$$

Em que:

T : Período de tempo de comutação (s);

δ : Fracção de T em que o transístor conduz (*duty cycle*);

L : Indutância da bobine (H);

- Modo 2: Transístor IGBT desligado e o díodo em condução.

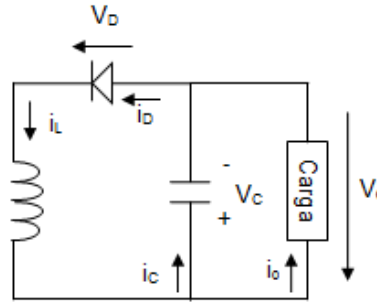


Figura 4.4 – Circuito equivalente relativo ao modo 2 do conversor Buck-Boost

Após desligado o transístor IGBT, a corrente que percorria a bobina percorre o condensador, o díodo e a carga, sendo que a energia armazenada na bobina é transferida para a carga, diminuindo a corrente até um valor mínimo, correspondente ao início do próximo ciclo em que o transístor IGBT inicia novamente a condução. Neste caso a evolução da corrente que percorre a bobina “ i_L ” é dada por [78]:

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_o}{L} \quad (4.8)$$

No final deste modo, o aumento da corrente “ i_L ” é igual a:

$$\Delta i_L = \int_0^{(1-\delta)T} di_L = \int_0^{(1-\delta)T} \frac{V_o}{L} dt = \frac{V_o \times (1-\delta) \times T}{L} \quad (4.9)$$

Como a corrente “ i_L ” no final do modo 2 tem de ser igual ao seu valor no início do modo 1, a soma das variações de “ i_L ” nos dois modos é igual a zero, logo:

$$\frac{V_i \times \delta \times T}{L} + \frac{V_o \times (1-\delta) \times T}{L} = 0 \Leftrightarrow \frac{V_o}{V_i} = \left(\frac{-\delta}{1-\delta} \right) \quad (4.10)$$

Uma vez que a tensão de saída tem polaridade negativa, temos:

$$\frac{-V_o}{V_i} = \left(\frac{-\delta}{1-\delta} \right) \Leftrightarrow \delta = \frac{V_o}{V_o + V_i} \quad (4.11)$$

O controlo do IGBT do conversor é efectuado aplicando pulsos de frequência 100 kHz na sua gate, procedendo a uma variação da largura do pulso (δ).

Da expressão 4.11, pode-se observar que dependendo da largura dos pulsos (δ) de controlo do transístor IGBT, torna-se possível controlar o valor da tensão de saída do conversor. Quanto maior for a largura do pulso, maior será o módulo da sua tensão de saída. Para larguras de pulso inferiores a 50% a tensão de saída é menor do que a tensão de entrada e para valores maiores que 50%, a tensão de saída passa a ser maior que a tensão de entrada [79]. Se a bobine for completamente descarregada durante o ciclo de comutação, o conversor entra no chamado regime lacunar ou descontínuo. Neste regime, a equação da tensão de saída passa a depender não só da largura de pulso mas também do valor de indutância da bobine, da tensão de entrada e da corrente de saída [77]:

$$\frac{V_o}{V_i} = - \frac{V_i \times \delta^2 \times T}{2 \times L \times i_o} \quad (4.12)$$

Para evitar que o conversor não se encontre no modo lacunar, é de extrema importância o cálculo do valor crítico de “ L ” quando a sua corrente chega a zero no tempo exacto em que termina o ciclo de comutação. O valor de “ $L_{critico}$ ” é então dado por [77]:

$$L_{critico} = \frac{(1-\delta)^2}{2} \times R_o \times T \quad (4.13)$$

Devido às variações da corrente na bobina “ i_L ” durante o ciclo de comutação, a tensão na saída do conversor não apresenta um comportamento linear perfeito, denotando um certo tremor (*ripple*). Esta componente de tremor da tensão de saída pode ser reduzida pelo aumento da capacitância do condensador através do seguinte modo [77]:

$$C_{min} = \frac{V_o \times \delta \times T}{R_o \times \Delta V_o} \quad (4.14)$$

Onde:

R_o : Resistência da carga (Ω).

ΔV_o : Variação da tensão de saída, tremor (V).

Através das equações 4.11, 4.13 e 4.14, e admitindo uma variação da tensão de saída de 3% (22,5V), podem-se então calcular os valores mínimos de indutância e capacitância das bobines e condensadores dos conversores Buck-Boost utilizados para o controlo da tensão de saída das fontes produtoras de energia renovável implementadas na microrede :

Modelo eólico

$$\bullet \quad \delta = \frac{V_o}{V_o + V_i} = \frac{V_o}{V_o + V_{eólico_cc}} = \frac{750}{750 + 776,9} = 0,492 \Rightarrow 49,2\%$$

$$\bullet \quad L_{critico} = \frac{(1-\delta)^2}{2} \times R_o \times T = \frac{(1-\delta)^2}{2} \times \frac{V_o^2}{P_{n_{eólico}}} \times \frac{1}{f} = \frac{(1-0,492)^2}{2} \times \frac{750^2}{4,5 \times 10^6} \times \frac{1}{100 \times 10^3} =$$

$$= 1,62 \times 10^{-7} H$$

$$\bullet \quad C_{min} = \frac{V_o \times \delta \times T}{R_o \times \Delta V_o} = \frac{P_{n_{eólico}} \times \delta}{V_o \times \Delta V_o \times f} = \frac{4,5 \times 10^6 \times 0,492}{750 \times 22,5 \times 100 \times 10^3} = 1,31 \times 10^{-3} F$$

Modelo mini-hídrico

$$\bullet \quad \delta = \frac{V_o}{V_o + V_i} = \frac{V_o}{V_o + V_{hidrico_cc}} = \frac{750}{750 + 8106} = 0,08468 \Rightarrow 8,47\%$$

$$\bullet \quad L_{critico} = \frac{(1-\delta)^2}{2} \times R_o \times T = \frac{(1-\delta)^2}{2} \times \frac{V_o^2}{P_{n_{hidrico}}} \times \frac{1}{f} = \frac{(1-0,08468)^2}{2} \times \frac{750^2}{8 \times 10^6} \times \frac{1}{100 \times 10^3} =$$

$$= 2,95 \times 10^{-7} H$$

$$\bullet \quad C_{min} = \frac{V_o \times \delta \times T}{R_o \times \Delta V_o} = \frac{P_{n_{hidrico}} \times \delta}{V_o \times \Delta V_o \times f} = \frac{8 \times 10^6 \times 0,08468}{750 \times 22,5 \times 100 \times 10^3} = 4,01 \times 10^{-4} F$$

Modelo Fotovoltaico

$$\bullet \quad \delta = \frac{V_o}{V_o + V_i} = \frac{V_o}{V_o + V_{foto}} = \frac{750}{750 + 1666} = 0,31043 \Rightarrow 31,04\%$$

$$\bullet \quad L_{critico} = \frac{(1-\delta)^2}{2} \times R_o \times T = \frac{(1-\delta)^2}{2} \times \frac{V_o^2}{P_{n_{foto}}} \times \frac{1}{f} = \frac{(1-0,31043)^2}{2} \times \frac{750^2}{500 \times 10^3} \times \frac{1}{100 \times 10^3} =$$

$$= 2,67 \times 10^{-6} H$$

$$\bullet \quad C_{min} = \frac{V_o \times \delta \times T}{R_o \times \Delta V_o} = \frac{P_{n_{foto}} \times \delta}{V_o \times \Delta V_o \times f} = \frac{500 \times 10^3 \times 0,31043}{750 \times 22,5 \times 100 \times 10^3} = 9,20 \times 10^{-5} F$$

Com base nos valores mínimos calculados, procedeu-se a uma afinação dos valores de indutância e capacitância de cada unidade de forma a contribuir para uma optimização da variação de corrente na bobine e do tremor na tensão de saída, não só para as condições do regime nominal, mas também para as situações transitórias e outras condições de serviço. Desta forma seleccionaram-se os seguintes valores de indutância e capacitância para os três conversores Buck-Boost:

<u>Modelo eólico</u>	<u>Modelo mini-hídrico</u>	<u>Modelo Fotovoltaico</u>
$L = 1 \times 10^{-5} H$	$L = 5 \times 10^{-5} H$	$L = 7 \times 10^{-5} H$
$C = 1 \times 10^{-1} F$	$C = 3 \times 10^{-2} F$	$C = 1,5 \times 10^{-2} F$

Com o intuito de controlar e manter a tensão do barramento CC da microrede a 750 V para as diversas condições de funcionamento, é implementado em cada conversor Buck-Boost das fontes renováveis um controlador PI. O sinal de referência do controlador, encontra-se associado ao erro existente entre os 750 V desejados e a tensão efectivamente presente no barramento num determinado instante.

A implementação do referido controlador encontra-se ilustrada na figura 4.5.

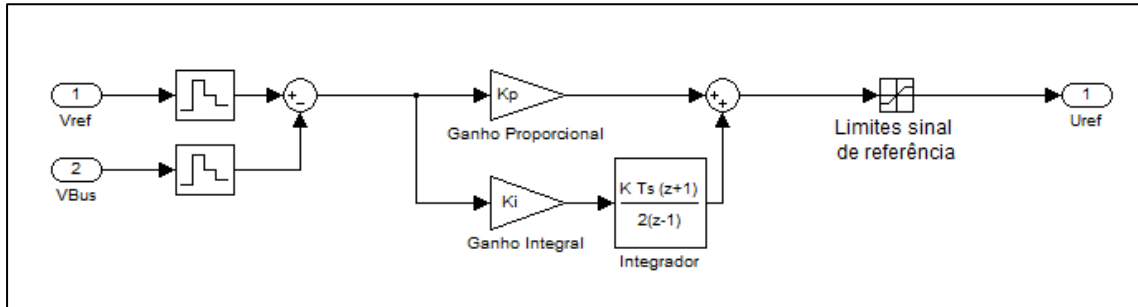


Figura 4.5 – Implementação do controlador PI da tensão no barramento CC.

O controlador PI é constituído por uma componente proporcional “ K_p ”, e uma componente integral “ K_i ” associada a um integrador, neste caso em tempo discreto. Existe igualmente um controlador de saturação à saída do controlador que impede que o valor do sinal de referência da tensão não exceda os limites definidos para a onda portadora do PWM ao qual ele está ligado (-1 ; 1).

Os parâmetros “ K_p ” e “ K_i ” do controlador PI foram ajustados manualmente, recorrendo a uma técnica de tentativa e erro, consistindo em:

- Iniciar o ganho proporcional com um valor reduzido, aumentando este até se obter uma velocidade de resposta num tempo aceitável, tolerando alguma sobrelevação e erro estático;
- Iniciar o ganho integral com um valor reduzido, aumentando este até se obter a remoção do erro estático num tempo aceitável, sem que o sistema fique instável;

Variando a tensão de entrada ao longo do tempo, e para a tensão de referência constante a 750 V pretendida na saída, foi determinada a componente proporcional e integral do controlador PI para os três conversores Buck-Boost :

<u>Modelo eólico</u>	<u>Modelo mini-hídrico</u>	<u>Modelo Fotovoltaico</u>
$K_p = 250$	$K_p = 100$	$K_p = 200$
$K_i = 0,1$	$K_i = 0,01$	$K_i = 8$

Recorrendo a simulações sucessivas, não se verificou a necessidade de reajustar os parâmetros.

Ligado ao controlador PI encontra-se um modulador por largura de pulso, mais conhecido por PWM. A função deste dispositivo é de gerar e aplicar pulsos à gate dos IGBT's dos conversores Buck-Boost, de forma a controlar o seu estado de condução com base nas indicações de largura de pulso fornecidas pelo controlador PI. A técnica utilizada consiste na comparação de dois sinais de tensão, um de baixa frequência (referência do controlador PI) e o outro de alta frequência (portadora), resultando num sinal alternado com frequência fixa e largura de pulso variável. Desta forma, tal como se pode observar pela figura 4.6, o bloco PWM foi constituído utilizando três parâmetros fundamentais:

- O sinal de referência – É fornecido pelo controlador PI e pretende dar a imagem da tensão de saída desejada. Consoante a amplitude deste sinal a largura de pulso é afectada.
- A onda portadora – É um sinal de alta frequência, no caso do presente trabalho de 100 kHz, e é responsável pela definição da frequência e largura dos pulsos aplicados aos IGBT's dos conversores Buck-Boost. O tipo de onda portadora escolhida foi um sinal dente-de-serra de amplitude igual a 1.
- O modulador – É responsável pela comparação entre o sinal de referência e a onda portadora. A largura do pulso na saída do modulador varia de acordo com a amplitude do sinal de referência em comparação com o sinal da portadora.

O comportamento do PWM com base nos três parâmetros descritos pode ser melhor compreendido através da figura 4.7.

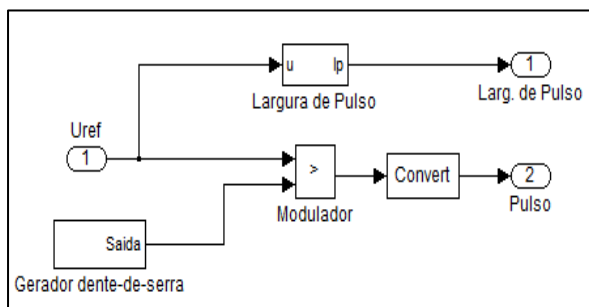


Figura 4.6 – Bloco PWM implementado

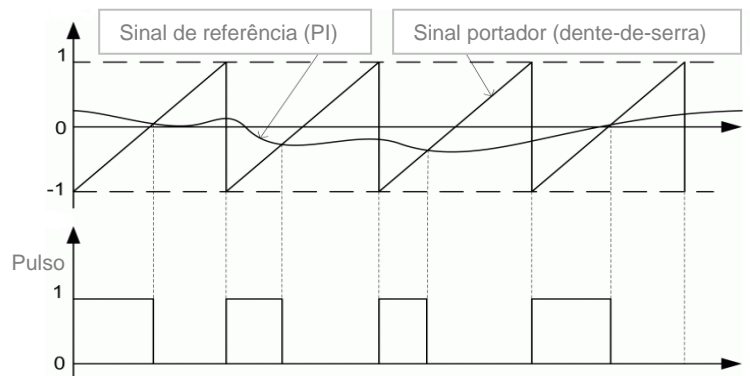


Figura 4.7 – Funcionamento do PWM

No Bloco do PWM é também calculada a largura de pulso indicada através da amplitude do sinal de referência proveniente do controlador PI:

$$\delta = \frac{U_{ref} + 1}{2} \quad (4.15)$$

Assim, através da equação 4.15, pode-se concluir que :

- Se $U_{ref} < 0 \Rightarrow \delta < 50\%$ logo $V_o < V_i$
- Se $U_{ref} = 0 \Rightarrow \delta = 50\%$ logo $V_o = V_i$
- Se $U_{ref} > 0 \Rightarrow \delta > 50\%$ logo $V_o > V_i$

Na figura 4.8, pode-se observar a implementação em ambiente em MatLab®/Simulink® dos conversores Buck-Boost que aqui foram descritos.

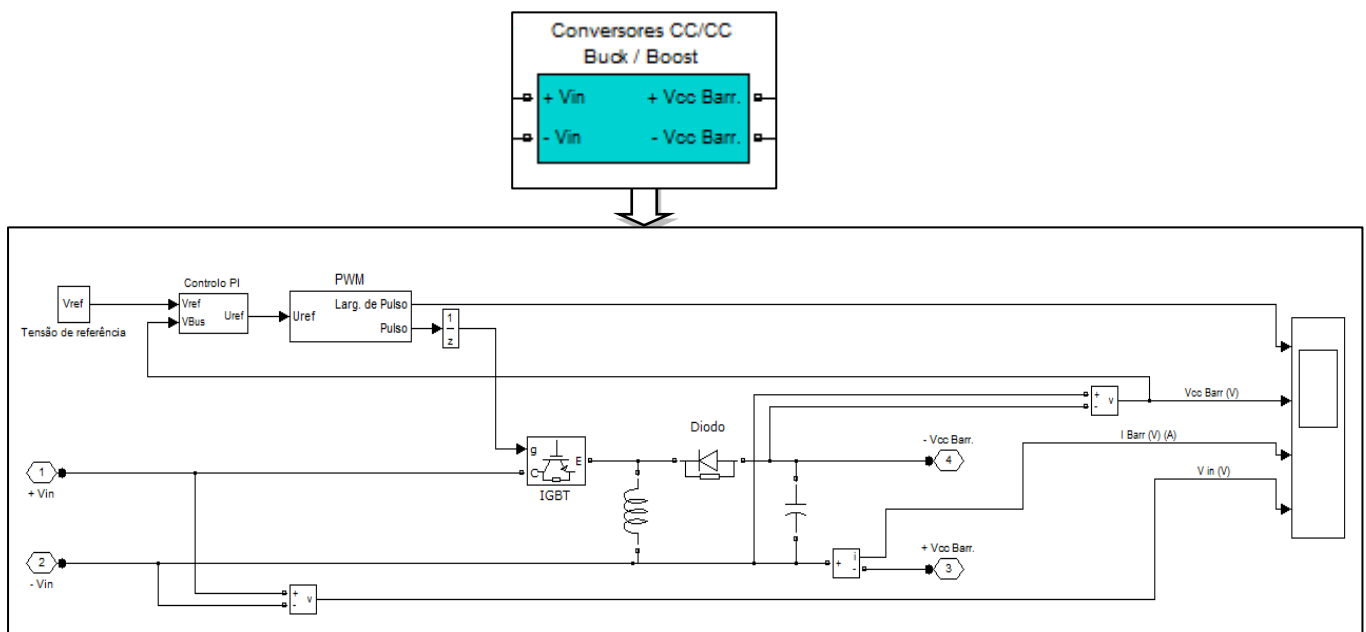


Figura 4.8 – Modelo dos conversores Buck-Boost desenvolvidos em ambiente *MatLab® / Simulink®*

4.2.2. Modelação da rede eléctrica e do sistema de armazenamento de energia da microrede

A rede eléctrica é utilizada na microrede para fornecer energia aos consumidores quando existe um defeito ou quando a quantidade de energia fornecida pelas fontes renováveis ou armazenada no banco de baterias não seja suficiente para abastecer todas as cargas da microrede. Além do referido, a rede eléctrica está também ligada ao gerador assíncrono da fonte eólica de forma a satisfazer as suas necessidades ao nível de potência activa e reactiva. A rede eléctrica é constituída pela fonte, pela linha de transporte, pelos transformadores que fazem a ligação em baixa tensão ao gerador eólico e aos consumidores da microrede, pelas baterias de condensadores que fazem o balanço de potência reactiva da microrede e pelos interruptores que cortam a ligação da rede eléctrica à microrede.

A fonte da rede eléctrica que alimenta a microrede é de média tensão e do tipo indutiva trifásica com neutro ligado à terra. O valor de tensão escolhido para a fonte foi de 45 kV a

50Hz, apresentando esta uma impedância com 45 mΩ de resistência e 1,432 mH de indutância. Assim sendo, a fonte da rede de média tensão foi dimensionada para apresentar uma potência de curto-circuito de 4500 MVA. A partir desta fonte, a energia é transportada para a microrede a 45 kV ao longo de uma linha de transporte do tipo PI com 20 Km de extensão. O esquema eléctrico da linha de transporte utilizada e as suas respectivas características são apresentadas na figura 4.9.

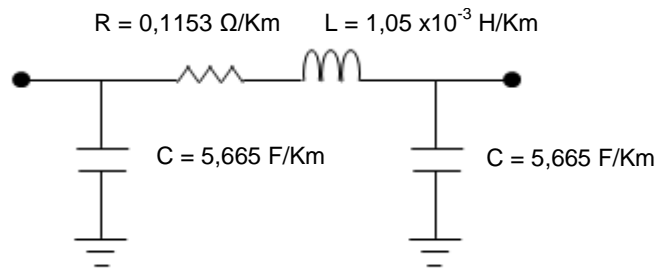


Figura 4.9 – Esquema eléctrico e respectivas características da linha de transporte utilizada

Ao chegar à microrede, de forma a ser distribuída em baixa tensão, a energia proveniente da rede eléctrica é transferida para a microrede através de um transformador 45 kV / 400 V. O transformador foi dimensionado segundo as exigências da rede eléctrica e da carga da microrede. Com base nos valores nominais seleccionados para a tensão, potência e frequência e através dos valores por unidade recomendados pelo *MatLab®/Simulink®* no modelo do transformador “*Three-Phase Transformer (Two Windings)*” [66], foram calculados segundo as equações 4.16 e 4.17, os respectivos valores de resistência e indutância dos enrolamentos e do ramo de magnetização.

$$\bullet \quad R(\Omega) = R_{base} \times R_{pu} = \frac{V^2}{P} \times R_{pu} \quad (4.16)$$

$$\bullet \quad L(H) = L_{base} \times L_{pu} = \frac{R_{base}}{2\pi f} \times L_{pu} = \frac{V^2}{2\pi f P} \times L_{pu} \quad (4.17)$$

O esquema eléctrico equivalente do transformador implementado e as suas principais características são apresentados na figura 4.10 e na tabela 4.1. respectivamente.

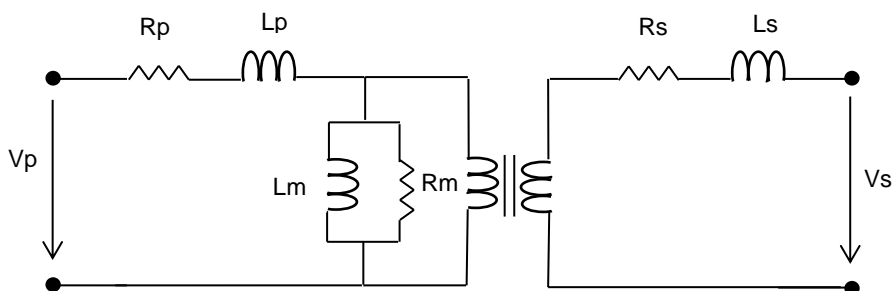


Figura 4.10 – Esquema eléctrico do transformador utilizado

Tabela 4.1 – Características principais do transformador da microrede

Transformador microrede		
Potência nominal	P= 50 MVA	
Frequência nominal	f= 50 Hz	
Resistência de magnetização	Rm=4050 Ω	
Indutância de magnetização	Lm=32,23 H	

Enrolamentos	Primário	Secundário
Tensão nominal composta	Vp= 45 kV	Vs= 400 V
Resistência	Rp= 4,05 Ω	Rs= 0,32 m Ω
Indutância	Lp= 0,0052 H	Ls= 0,407 μ H
Configuração	Estrela com neutro à terra	Estrela com neutro à terra

À semelhança do que foi feito para o transformador da microrede, na tabela 4.2 são apresentadas as características principais do transformador ligado ao gerador assíncrono da fonte eólica.

Tabela 4.2 – Características principais do transformador do gerador eólico

Transformador DFIG		
Potência nominal	P= 6 MVA	
Frequência nominal	f= 50 Hz	
Resistência de magnetização	Rm=168750 Ω	
Indutância de magnetização	Lm=537,15 H	

Enrolamentos	Primário	Secundário
Tensão nominal composta	Vp= 45 kV	Vs= 575 V
Resistência	Rp= 0,675 Ω	Rs= 0.11021 m Ω
Indutância	Lp= 0,085944 H	Ls= 14,032 μ H
Configuração	Estrela com neutro à terra	Triângulo

No ponto de ligação da microrede com a rede eléctrica é implementada uma bateria de condensadores de 10 MVar de forma a corrigir o factor de potência, evitando assim que seja solicitada à rede eléctrica a energia reactiva consumida na microrede. Por último foram implementados interruptores de forma a ligar ou a cortar o acesso da microrede e do banco de baterias à rede eléctrica. A acção destes interruptores é controlada pelo sistema de comando e controlo da microrede descrito no ponto 4.3 da presente tese. Caso o utilizador pretenda, existe também a opção de controlo manual destes interruptores através da programação dos blocos “Comando manual interruptor rede” e “Comando manual interruptor banco de baterias”. Para implementar estes interruptores em ambiente *MatLab®/Simulink®* recorreu-se ao modelo “Three-Phase Breaker” disponível na biblioteca do *SimPowerSystems™*.

Na figura 4.11 é apresentada a interligação entre todos os modelos acima descritos e que constituem a rede eléctrica desenvolvida no trabalho em *MatLab®/Simulink®*.

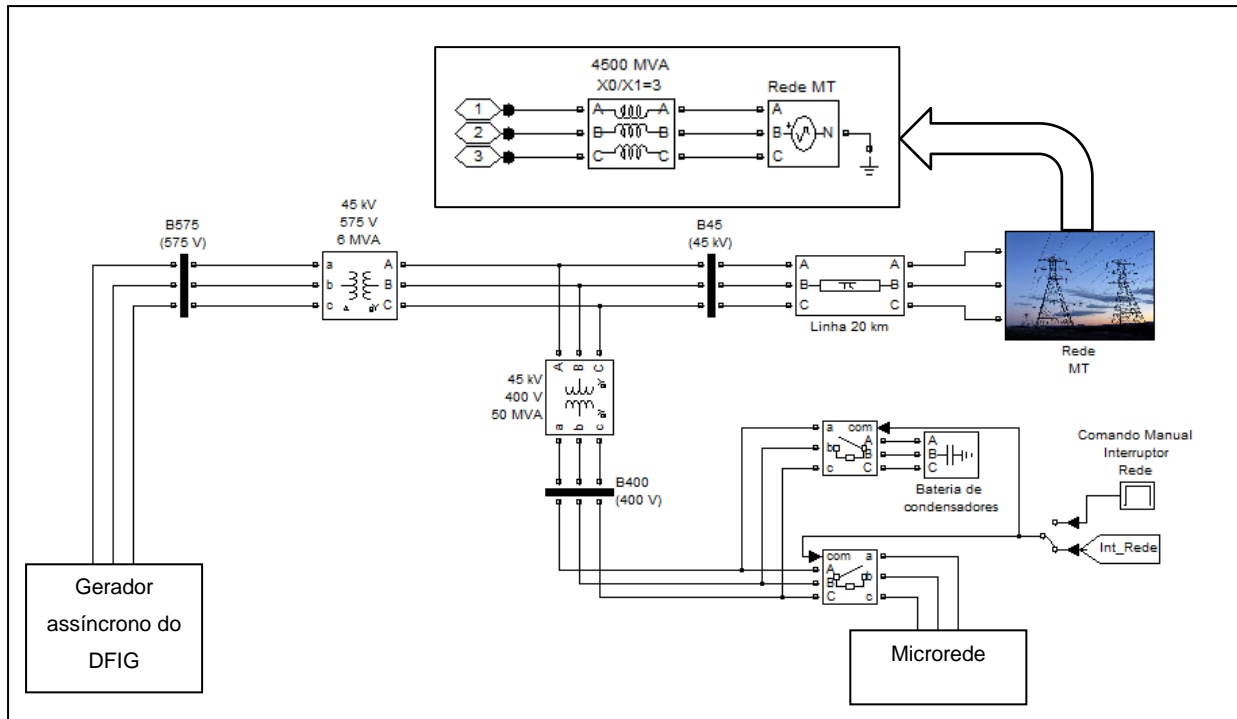


Figura 4.11 – Implementação da rede eléctrica em ambiente *MatLab®/Simulink®*

Com o intuito de armazenar o excedente de produção renovável e de fornecer energia à microrede quando não haja produção renovável suficiente para alimentar todas as cargas, foi dimensionado um sistema de armazenamento de energia. Este sistema é constituído por um banco de baterias do tipo chumbo-ácidas que se encontra ligado ao barramento CC da microrede através de um interruptor que desta forma controla a carga/descarga das baterias. Este interruptor é comandado pelo sistema de controlo e comando da microrede e vai depender essencialmente de duas possíveis condições:

- O banco de baterias fica ligado ao barramento para compensar a corrente em falta devido ao incremento de carga no instante de queda das condições meteorológicas e consequentemente da produção renovável, mas só pode permanecer ligado até ser atingido o limite de descarga da bateria fixado pela capacidade remanescente de 38%. Se este limite for atingido o banco de baterias é desligado automaticamente da microrede pelo sistema de controlo.
- O banco de baterias fica ligado ao barramento para se carregar prevendo o excesso de corrente dos produtores renováveis quando as condições meteorológicas forem mais favoráveis ou quando a potência consumida pela carga diminui. Porém o banco só pode permanecer ligado até ao limite em que a sua carga fica completa (SOC=97%). Caso ainda haja corrente disponível o banco de baterias é desligado automaticamente da microrede pelo sistema de controlo.

Se a capacidade do banco de baterias estiver entre os seus limites mínimo (38%) e máximo (97%) e caso haja equilíbrio no sistema *produção renovável / potência consumida*, o sistema de armazenamento de energia permanece ligado à microrede.

A explicação da aplicação deste controlo e dos seus resultados são apresentados respectivamente no ponto 4.3 e capítulo V da presente tese.

O banco de baterias foi dimensionado para fornecer uma potência equivalente a 10% da potência de produção renovável instalada durante um período máximo de 20 horas, ou seja, nas condições nominais têm de ser capaz de fornecer uma potência de 1,3 MW por 20 horas. Desta forma o banco de baterias da microrede é composto por 63 baterias ligadas em série e 230 ligadas em paralelo, sendo que cada uma delas apresenta uma tensão nominal de 12 V e uma capacidade de 150 Ah. Assim sendo, o banco de baterias terá uma tensão nominal de 756 V e 34.500 Ah de capacidade, apresentando uma corrente nominal de descarga de 1725 A. A implementação do banco de baterias em ambiente *MatLab®/Simulink®* foi feita com base no modelo “Battery” disponível na biblioteca do *SimPowerSystems™*. De forma a seguir uma aproximação da realidade, os dados característicos de cada elemento do banco de baterias foram introduzidos no modelo *MatLab®/Simulink®* com base no catálogo técnico das baterias 6FM150 da Vision [80]. As principais características técnicas tal como as curvas de descarga das baterias utilizadas são apresentados na tabela 4.3 e na figura 4.12 respectivamente.

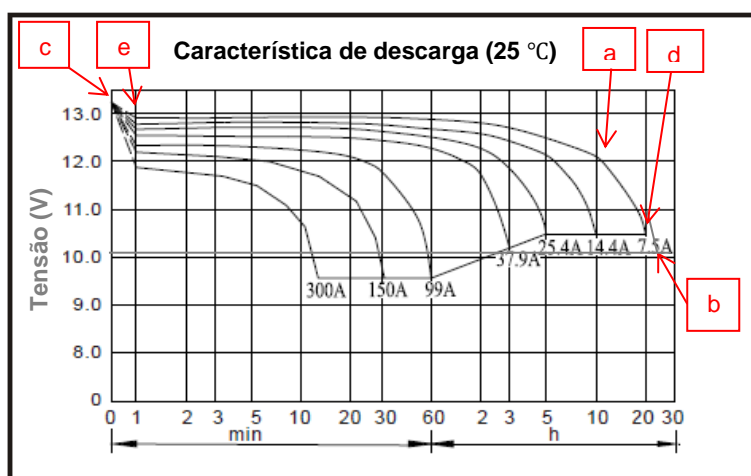


Figura 4.12 – Curvas de descarga das baterias utilizadas
(Fonte: www.vision-batt.com - Modelo 6FM150)

Tabela 4.3 – Características principais das baterias utilizadas

Parâmetro	Valor
Capacidade nominal	150 Ah
Resistência interna	3,7 mΩ
Tensão nominal (a)	12 V
Capacidade máxima (b)	7,5x25 h=187,5 Ah
Tensão da bateria carregada (c)	13,25 V
Corrente nominal de descarga (d)	7,5 A
Capacidade à tensão nominal (a)	82,5 Ah
Tensão exponencial (e)	12,9 V
Capacidade exponencial (e)	0,125 Ah

O modelo de baterias utilizado é baseado no circuito da figura 4.13, onde através de uma fonte controlável de tensão, a tensão das baterias é regulada segundo o valor calculado com base nas suas características para as situações de carga ou descarga. Ligado em série à fonte regulável de tensão está uma resistência que pretende representar o efeito da resistência interna das baterias.

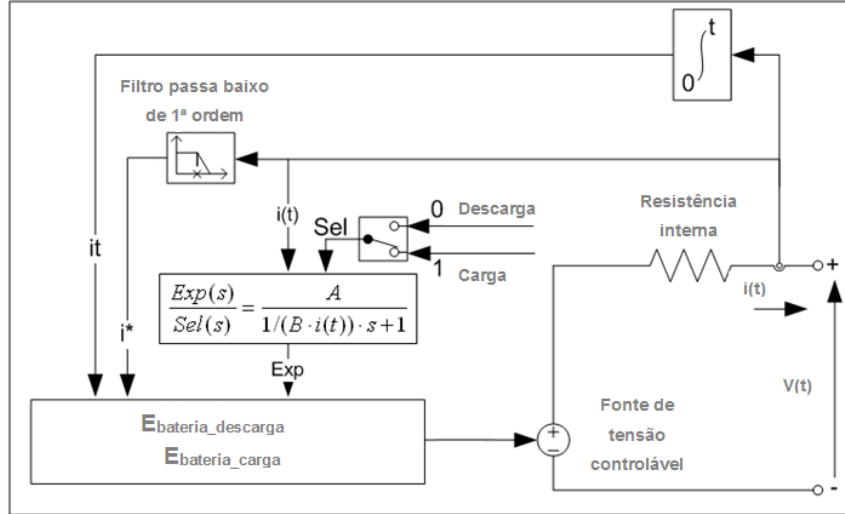


Figura 4.13 – Circuito equivalente do modelo de bateria utilizado
(Fonte: adaptado de [66])

Para os dois estados das baterias, o valor da sua tensão instantânea é calculado através das seguintes fórmulas [66] :

$$E_{baterias_descarga} = E_0 - K \times \frac{Q}{Q-it} \times i^* - K \times \frac{Q}{Q-it} \times it + Laplace^{-1} \left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \times 0 \right) \quad (4.18)$$

$$E_{baterias_carga} = E_0 - K \times \frac{Q}{it+0,1 \times Q} \times i^* - K \times \frac{Q}{Q-it} \times it + Laplace^{-1} \left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \times \frac{1}{s} \right) \quad (4.19)$$

Em que:

$$\frac{Exp(s)}{Sel(s)} = \frac{A}{\frac{1}{(B \times i(t))} \times s + 1}$$

Onde :

E_0 : Tensão constante extrapolada para uma corrente igual a zero e bateria completamente carregada (V);

K : Constante de polarização (Ah^{-1}) ou resistência de polarização (Ω);

Q : Capacidade máxima das baterias (Ah);

it : Capacidade extraída das baterias (Ah);

i^* : Corrente a baixa frequência (A);

$Exp(s)$: Zona exponencial (V);

$Sel(s)$: Estado da bateria (1 – bateria a carregar, 0 – bateria a descarregar);

A : Tensão exponencial (V);

B : Capacidade exponencial (Ah^{-1});

i : Corrente das baterias (A);

A tensão “ $V(t)$ ” aos terminais da bateria é então dado por :

$$V(t) = E_{baterias} - R_{interna} \times i(t) \quad (4.20)$$

Os parâmetros das fórmulas 4.18 e 4.19 acima identificados são deduzidos da característica de descarga das baterias apresentada na figura 4.12 e que é composta por 3 secções:

- Zona exponencial – Representa a queda de tensão exponencial quando a bateria é carregada.
- Zona nominal – Representa a carga que pode ser extraída das baterias até que a tensão desça abaixo do seu valor nominal.
- Zona de descarga – Representa a descarga total das baterias quando a sua tensão baixa rapidamente.

É assumido neste modelo que os parâmetros das fórmulas 4.18 e 4.19, deduzidos da característica de descarga das baterias, são os mesmos na situação de carga. Tal como se pode verificar na figura 4.14, o modelo implementado em *MatLab®/Simulink®* exibe uma característica de descarga muito aproximada da curva do fabricante apresentada na figura 4.12. São também apresentados na figura 4.14 os valores dos parâmetros retirados da curva de descarga que são utilizados nas equações 4.18 e 4.19 para o dimensionamento do modelo dinâmico implementado.

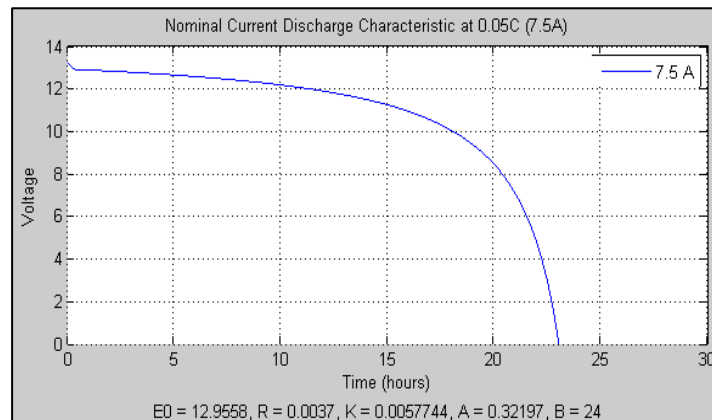


Figura 4.14 – Curva de descarga do modelo de bateria utilizado em *MatLab®/Simulink®*

Tal como já foi mencionado, para aumentar a potência disponível e satisfazer as necessidades da microrede, o banco de baterias é composto por 63 elementos ligados em série e 230 ligados em paralelo. À semelhança do efectuado para uma unidade, obteve-se na figura 4.15 a curva de descarga para o banco de baterias com os parâmetros das equações 4.18 e 4.19 para o cálculo da sua tensão e na tabela 4.4 as suas principais características eléctricas.

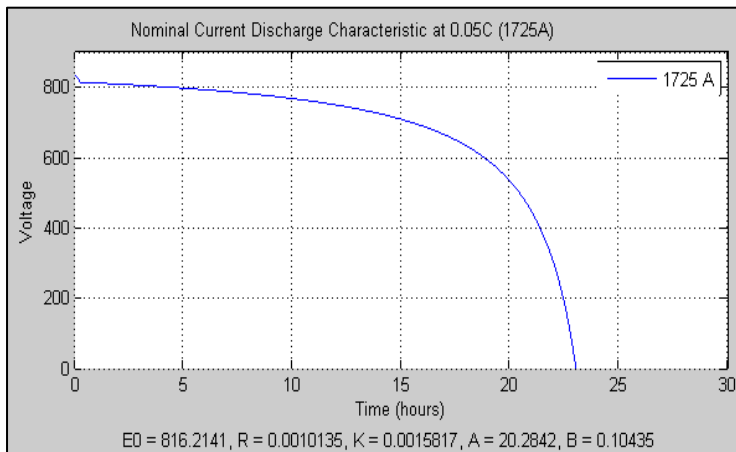


Figura 4.15 – Curva de descarga do modelo do banco de baterias utilizado em *MatLab®/Simulink®*

Tabela 4.4 – Características principais do banco de baterias utilizado

Parâmetro	Valor
Capacidade nominal	$150 \times 230 = 34500 \text{ Ah}$
Resistência interna	$(0,0037 \times 63)/230 = 1,01 \text{ m}\Omega$
Tensão nominal	$12 \times 63 = 756 \text{ V}$
Capacidade máxima	$187,5 \times 230 = 43125 \text{ Ah}$
Tensão da bateria carregada	$13,25 \times 63 = 834,75 \text{ V}$
Corrente nominal de descarga	$7,5 \times 230 = 1725 \text{ A}$
Capacidade à tensão nominal	$82,5 \times 230 = 18975 \text{ Ah}$
Tensão exponencial	$12,9 \times 63 = 812,7 \text{ V}$
Capacidade exponencial	$0,125 \times 230 = 28,75 \text{ Ah}$

4.2.3. Construção e implementação do modelo do inversor e das cargas da microrede

De forma a distribuir a energia presente no barramento CC da microrede pelas suas cargas ou caso seja possível também para a rede eléctrica, é necessário a conversão do sistema contínuo para o sistema trifásico alternado. Para isso é utilizado na presente tese um inversor trifásico do tipo fonte de tensão (VSI). O principal objectivo deste tipo de conversor é de permitir controlar a amplitude, fase e frequência da tensão alternada de saída. Para a implementação do inversor trifásico em ambiente *MatLab®/Simulink®* recorreu-se ao modelo “Universal Bridge” disponível na biblioteca do *SimPowerSystems™* tomando como referência o circuito apresentado na figura 4.16. O circuito é constituído por díodos de roda livre e transístores IGBT’s que são controlados de forma a se obter na saída a amplitude e forma de onda de tensão desejada. Os IGBT’s no braço de cima correspondem à parte positiva e os do braço de baixo à parte negativa.

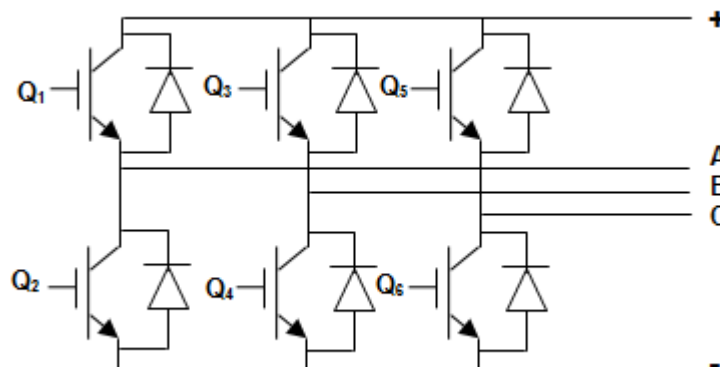


Figura 4.16 – Circuito do inversor trifásico utilizado

Os estados de condução dos IGBT's são definidos por intermédio de uma comparação que é feita entre um sinal de modulação " V_c " (a tensão de saída desejada) e uma forma de onda triangular " V_Δ " (sinal portador). Nesta comparação existem duas situações possíveis:

- $V_c > V_\Delta$: Os IGBT's do ramo positivo Q_1 , Q_3 e Q_5 estão em condução e os IGBT's do ramo negativo Q_2 , Q_4 e Q_6 não conduzem.
- $V_c < V_\Delta$: Os IGBT's Q_1 , Q_3 e Q_5 não conduzem e os IGBT's do ramo negativo Q_2 , Q_4 e Q_6 estão em condução.

O índice de modulação, também conhecido por relação de amplitude de modulação é definido por:

$$m_a = \frac{V_c}{V_\Delta} \quad (4.21)$$

No caso do presente trabalho em que o sinal de modulação é uma onda de forma sinusoidal, o controlo dos estados dos IGBT's é feito através da chamada modulação por largura de pulso sinusoidal (SPWM). O princípio deste tipo de modulação é apresentado na figura 4.17. A variação da amplitude do sinal de modulação propicia a variação da largura dos pulsos que correspondem à tensão na carga.

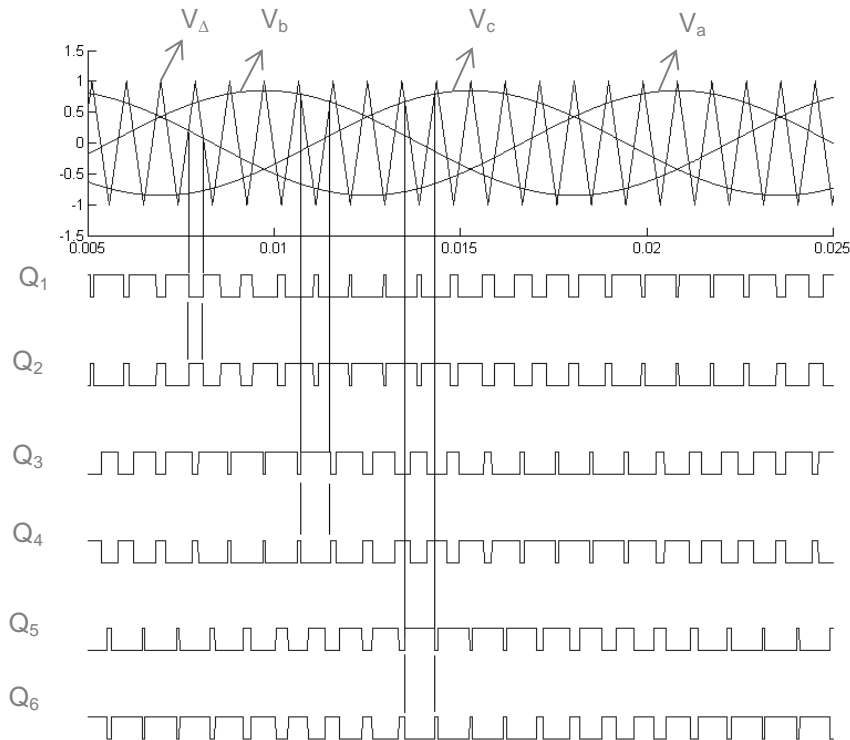


Figura 4.17 – Esquema ilustrativo do funcionamento do SPWM utilizado

Considerando o índice de modulação “ $m_a \leq 1$ ”, através da equação 4.22 é obtido o valor máximo da amplitude da componente fundamental da tensão composta na saída do inversor trifásico [81].

$$V_{AB} = \frac{\sqrt{3} \times V_{CC}}{2} \quad (4.22)$$

Em que :

V_{CC} : Tensão contínua à entrada do inversor (V)

A variação da amplitude de “ V_{AB} ” em função do índice de modulação é dada através da equação 4.23 [81].

$$V_{AB} = m_a \times \frac{\sqrt{3} \times V_{CC}}{2}, \text{ para } 0 < m_a \leq 1 \quad (4.23)$$

O seu valor eficaz é então:

$$V_{AB} = m_a \times \frac{\sqrt{3} \times V_{CC}}{2 \times \sqrt{2}} \quad (4.24)$$

De forma a se obter os 400 V compostos a 50 Hz pretendidos na saída do inversor para alimentar as cargas da microrede ou para se poder ligar a microrede à rede eléctrica em baixa tensão, e tendo em conta a tensão de 750 V_{cc} presente no barramento da microrede, através da equação 4.24 pode-se então calcular o índice de modulação desejado:

$$m_a = \frac{V_{AB} \times 2 \times \sqrt{2}}{\sqrt{3} \times V_{CC}} = \frac{400 \times 2 \times \sqrt{2}}{\sqrt{3} \times 750} = 0,871$$

Devido a possíveis flutuações na tensão de entrada do inversor e a variações da carga da microrede, e com a necessidade de manter o valor de tensão sempre constante à saída do inversor, torna-se essencial controlar o índice de modulação. O método que foi seguido para a regulação da tensão na saída do inversor é ilustrado na figura 4.18.

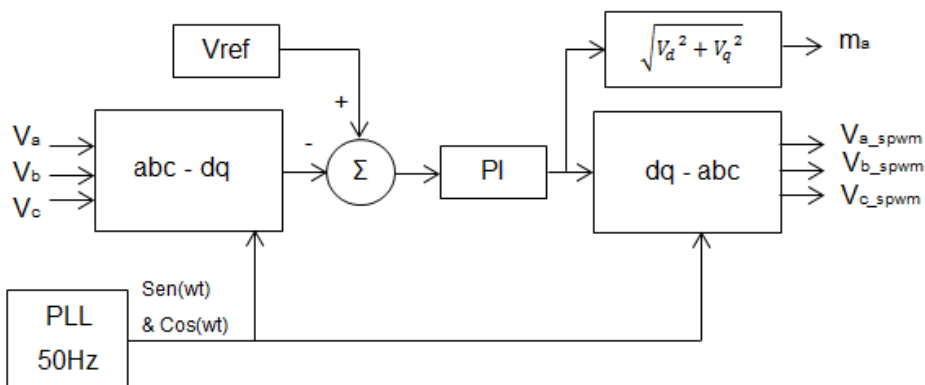


Figura 4.18 – Sistema de controlo do índice de modelação do inversor

As tensões simples “ V_a ”, “ V_b ” e “ V_c ” medidas em pu à saída do inversor são transformadas para o sistema estacionário de eixos “ dq ” de forma a facilitar o seu uso, uma vez que com estas variáveis os valores de tensão deixam de ser variantes no tempo. Os valores de “ $\cos(\omega t)$ ” e “ $\sin(\omega t)$ ” necessários às transformações “ $abc-dq$ ” e “ $dq-abc$ ” são fornecidas por um PLL para a frequência fundamental (50 Hz). Ao se subtrair a tensão na saída do inversor à tensão de referência desejada em pu, temos o desvio entre as duas tensões. Este desvio é minimizado graças à utilização de um controlador PI que indica qual o índice de modulação a seguir de forma a manter o valor pretendido de 1pu (400 V 50 Hz) aos terminais do inversor. Uma vez definido que “ $V_d = 1$ ”, a partir da equação 4.21 pode-se observar que o valor de “ m_a ” será apenas dado por “ V_c ”, valor este que é obtido através das suas componentes nos eixos directo “ d ” e em quadratura “ q ”, fornecidas pelo controlador PI. Com base nestas componentes é de novo feita a transformação para o sistema de tensões sinusoidais “ abc ”. Estes novos valores de tensões sinusoidais “ V_{a_SPWM} ”, “ V_{b_SPWM} ” e “ V_{c_SPWM} ” serão depois entregues como sinais modulantes ao SPWM que através do processo explicado anteriormente produz os pulsos necessários aos IGBT’s do inversor para se obter à saída a tensão composta constante de 400 V a 50 Hz. Os valores dos ganhos das componentes proporcional e integral do controlador PI foram obtidos segundo o método manual já descrito anteriormente no ponto 4.2.1 desta dissertação. Os seus valores são apresentados abaixo:

- $K_p=0,4$;
- $K_i=500$;

As fórmulas utilizadas nos blocos das transformações “ $abc-dq$ ” e “ $dq-abc$ ” são descritas pelas equações 4.25 e 4.26 respectivamente [66] :

$$\begin{cases} V_d = \frac{2}{3} \left(V_a \sin(\omega t) + V_b \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + V_c \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \right) \\ V_q = \frac{2}{3} \left(V_a \cos(\omega t) + V_b \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + V_c \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \right) \end{cases} \quad (4.25)$$

$$\begin{cases} V_a = V_d \sin(\omega t) + V_q \cos(\omega t) \\ V_b = V_d \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + V_q \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_c = V_d \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) + V_q \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (4.26)$$

A frequência de corte e condução dos IGBT’s e a possível distorção da tensão da rede eléctrica a que o inversor está ligado contribuem para uma fraca qualidade da energia por si transmitida. Estes efeitos negativos na energia traduzem-se essencialmente na distorção harmónica da tensão gerada. De forma a atenuar este efeito e obter-se um factor de distorção harmónica da tensão dentro dos limites aceitáveis (THD<3% [82]), é utilizado à saída do inversor um filtro passivo LC e um transformador isolador. O filtro é utilizado para cortar as

componentes harmônicas indesejadas da tensão acima da frequência fundamental sendo que o transformador isolador é utilizado para na ligação à rede serem eliminadas as possíveis componentes homopolar e CC da tensão gerada graças à ligação do seu secundário em estrela com neutro à terra, além do aumento de protecção e segurança que oferece devido à isolamento galvânica que apresenta [83] [84]. O transformador isolador ainda colabora para uma melhoria significativa na redução da distorção harmônica devido à sua contribuição de impedância para o filtro LC [83] e na retenção das harmônicas triplas (3ª, 9ª, 15ª, etc.) que ficam a circular no enrolamento primário ligado em triângulo, não passando desta forma para a rede ou para as cargas a ele ligadas [84].

Para dimensionar os valores dos parâmetros do filtro LC, é necessário ter em conta a frequência de actuação dos IGBT's. Uma vez que as harmônicas presentes na tensão gerada pelo inversor são centradas na frequência de actuação dos IGBT's e seus respectivos múltiplos, quanto maior for o seu valor, menores serão os valores eficazes das componentes harmônicas da tensão gerada na proximidade da frequência fundamental e em consequência menor serão os valores necessários para as componentes do filtro [81]. Por outro lado o aumento excessivo da frequência de actuação dos IGBT's pode levar a um aumento de stress e dissipação de energia nos próprios dispositivos, além do aumento do custo do sistema. Para o dimensionamento do inversor, escolheu-se o valor de 5 kHz para a frequência da onda portadora no SPWM, o que se traduz na frequência de actuação dos IGBT's. Com este valor fixo, podem-se determinar os valores óptimos de indutância e capacidade do filtro.

O valor de indutância do filtro é escolhido de forma a limitar o tremor na corrente de saída. Tipicamente o valor de tremor na corrente pode ser escolhido entre 15% a 25% da corrente nominal [85], sendo que no caso do presente trabalho o valor escolhido foi de 20%. O valor de indutância para que o tremor na corrente seja limitado a 20% é dado por [85]:

$$L = \frac{V_{cc}}{8 \times 0,2 \times I_n \times f_s} \quad (4.27)$$

Em que :

V_{cc} : Tensão contínua à entrada do inversor (V);

I_n : Corrente nominal de saída do inversor (A);

f_s : Frequência de actuação dos IGBT's (Hz);

Sendo a corrente nominal de saída do inversor dada por:

$$P = \sqrt{3} \times U_c \times I_n \Leftrightarrow I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_c}$$

Onde :

P : Potência nominal fornecida pelo inversor (4,5 MVA Eólico + 8 MVA Mini-hidrico + 0,5 MVA Fotovoltaico = 13 MVA);

U_c : Tensão composta à saída do inversor (V);

Tem-se:

$$L = \frac{V_{cc}}{8 \times 0,2 \times I_n \times f_s} = \frac{V_{cc} \times \sqrt{3} \times U_c}{8 \times 0,2 \times P \times f_s} = \frac{750 \times \sqrt{3} \times 400}{8 \times 0,2 \times 13 \times 10^6 \times 5 \times 10^3} = 5 \mu H$$

A escolha do valor de capacidade do filtro depende de um equilíbrio entre o valor de indutância e da potência reactiva do filtro. Quanto maior o valor de capacidade, maior o valor de potência reactiva consumida pelo condensador e maior o valor de corrente solicitada ao inversor que passa pela bobine do filtro, o que se traduz num aumento de perdas e maiores componentes do filtro. O valor de capacidade também não pode ser muito pequeno uma vez que irá provocar um aumento da indutância para compensar a atenuação do filtro e consequente aumento de queda de tensão na bobine. Uma aproximação comum é tomar o valor de potência reactiva consumida pelo filtro como 15% da potência nominal activa do inversor [85]. Assim sendo, o valor da capacidade do filtro será dado por [85]:

$$C = 0,15 \times \frac{P}{\sqrt{3} \times 2 \times \pi \times f \times U_c^2} = 0,15 \times \frac{13 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 2 \times \pi \times 50 \times 400^2} = 22,4 \text{ mF}$$

Como já foi mencionado, uma das vantagens da utilização do transformador isolador é que os seus parâmetros podem ser utilizados para minimizar o valor necessário para a capacidade do filtro. O transformador isolador utilizado apresenta as características evidenciadas na tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Características principais do transformador isolador utilizado

Transformador Isolador		
Potência nominal	P= 15 MVA	
Frequência nominal	f= 50 Hz	
Resistência de magnetização	Rm=2.1333 Ω	
Indutância de magnetização	Lm=0.0067906 H	

Enrolamentos	Primário	Secundário
Tensão nominal composta	Vp= 400 V	Vs= 400 V
Resistência	Rp= 21,33 μΩ	Rs= 21,33 μΩ
Indutância	Lp= 1,36 μH	Ls= 1,36 μH
Configuração	Triângulo	Estrela com neutro à terra

Segundo [83], a impedância equivalente do transformador isolador visto do lado do inversor para a rede, considerando a pior situação para o filtro (impedância mínima), poder ser dada por:

$$Z_T = Z_p + Z_s \parallel Z_m \stackrel{|Z_m| \gg |Z_s|}{=} Z_p + Z_s = 2Z_p \quad (4.28)$$

Em que:

$$\begin{aligned} Z_p &= R_p + sL_p & Z_s &= R_s + sL_s \\ Z_p &= Z_s & Z_m &= R_m \parallel sL_m \end{aligned}$$

Logo, de acordo com a equação 4.28, a impedância equivalente do transformador isolador visto do lado do inversor para a rede tem o seguinte valor:

$$Z_T = 2Z_p = 2 \times \sqrt{R_p^2 + L_p^2} = 2 \times \sqrt{(21,33 \times 10^{-6})^2 + (1,36 \times 10^{-6})^2} = 4,27 \times 10^{-5} \Omega$$

Uma vez que a impedância do filtro é dada por:

$$Z_c = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2 \times \pi \times f \times C} = \frac{1}{2 \times \pi \times 50 \times 0,0224} = 0,142 \Omega$$

E $|Z_c| \gg |Z_T|$, as características do transformador isolador pouco influenciam neste caso o valor necessário para a capacidade do filtro. Devido a este facto, o autor decidiu manter o valor anteriormente dimensionado para a capacidade do filtro.

Estando determinados os valores de capacidade e de indutância do filtro passa-baixo, pode-se então calcular através da equação 4.29 a sua frequência de corte [86]:

$$f_c = \frac{1}{2 \times \pi \times \sqrt{L \times C}} = \frac{1}{2 \times \pi \times \sqrt{5 \times 10^{-6} \times 0,0224}} = 476 \text{ Hz} \quad (4.29)$$

De acordo com [86], para evitar problemas de ressonância, o valor da frequência de corte do filtro têm de estar dentro da gama de frequências dada por:

$$10 \times f \leq f_c \leq \frac{f_s}{2} \quad (4.30)$$

De acordo com a equação 4.30 pode-se verificar que a frequência de corte do filtro não se encontra dentro dos limites expectáveis:

$$10 \times 50 \text{ Hz} \leq f_c \leq \frac{5000 \text{ Hz}}{2} \Leftrightarrow 500 \text{ Hz} \geq 476 \text{ Hz} \leq 2500 \text{ Hz}$$

Desta forma, seguindo o recomendado em [86], procedeu-se a uma redução do valor de potência reactiva consumida pelo filtro de 15% para 5% da potência nominal, o que faz com que a valor da capacidade do filtro também diminua para:

$$C = 0,05 \times \frac{P}{\sqrt{3} \times 2 \times \pi \times f \times U_c^2} = 0,05 \times \frac{13 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 2 \times \pi \times 50 \times 400^2} = 7,47 \text{ mF}$$

Assim sendo, seguindo a equação 4.29, a nova frequência de corte do filtro será de:

$$f_c = \frac{1}{2 \times \pi \times \sqrt{5 \times 10^{-6} \times 0,00747}} = 824 \text{ Hz}$$

Desta forma a frequência de corte do filtro já se encontra dentro do intervalo pretendido, evitando assim problemas de ressonância:

$$500 \text{ Hz} \leq 824 \text{ Hz} \leq 2500 \text{ Hz}$$

Com o intuito de verificar a correcta aplicação do filtro e do transformador isolador à saída do inversor são apresentadas nas figuras 4.19, 4.20 e 4.21 o espectro das tensões compostas medidas à saída do inversor, à saída do filtro e à saída do transformador.

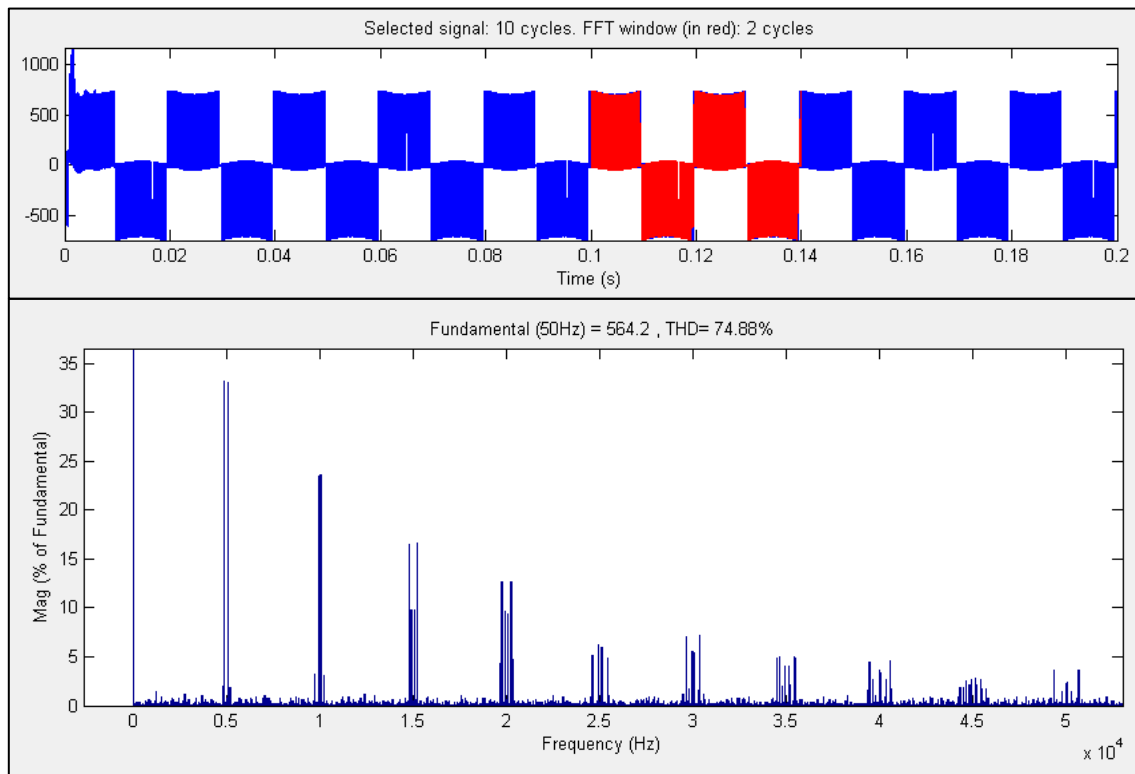


Figura 4.19 – Tensão “V_{ab}” medida à saída do inversor e respectivo espectro com o valor de THD

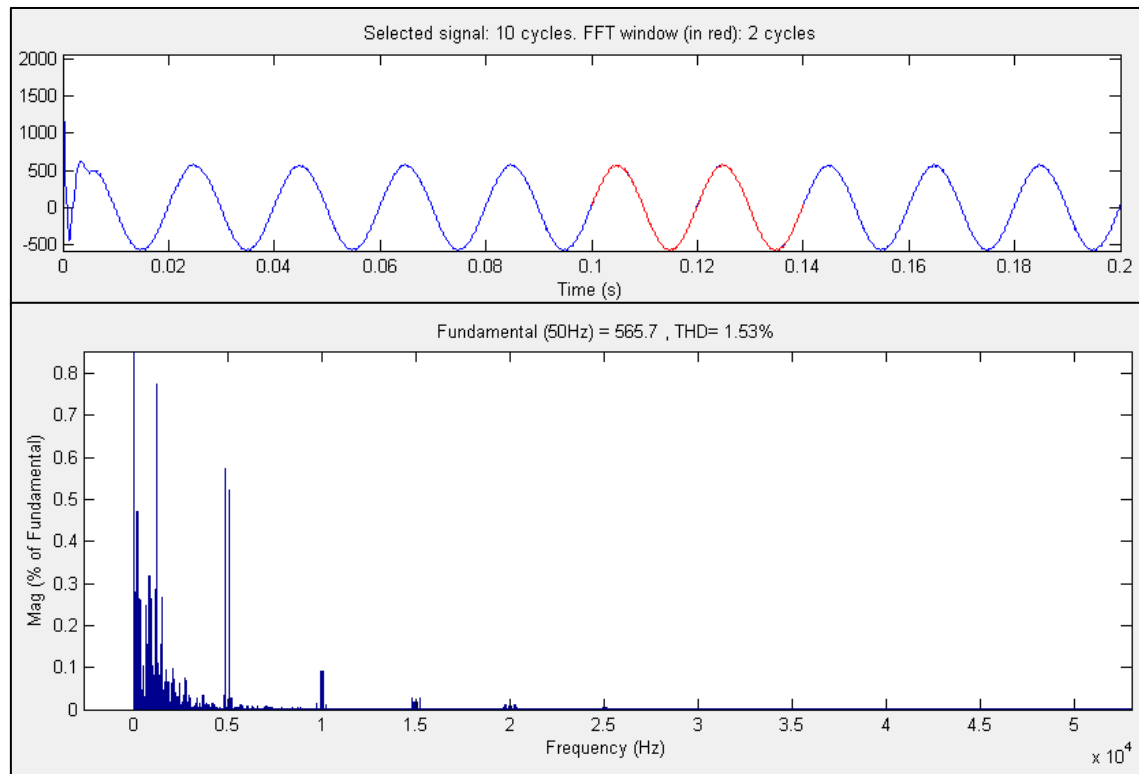


Figura 4.20 – Tensão “V_{ab}” medida à saída filtro LC e respectivo espectro com o valor de THD

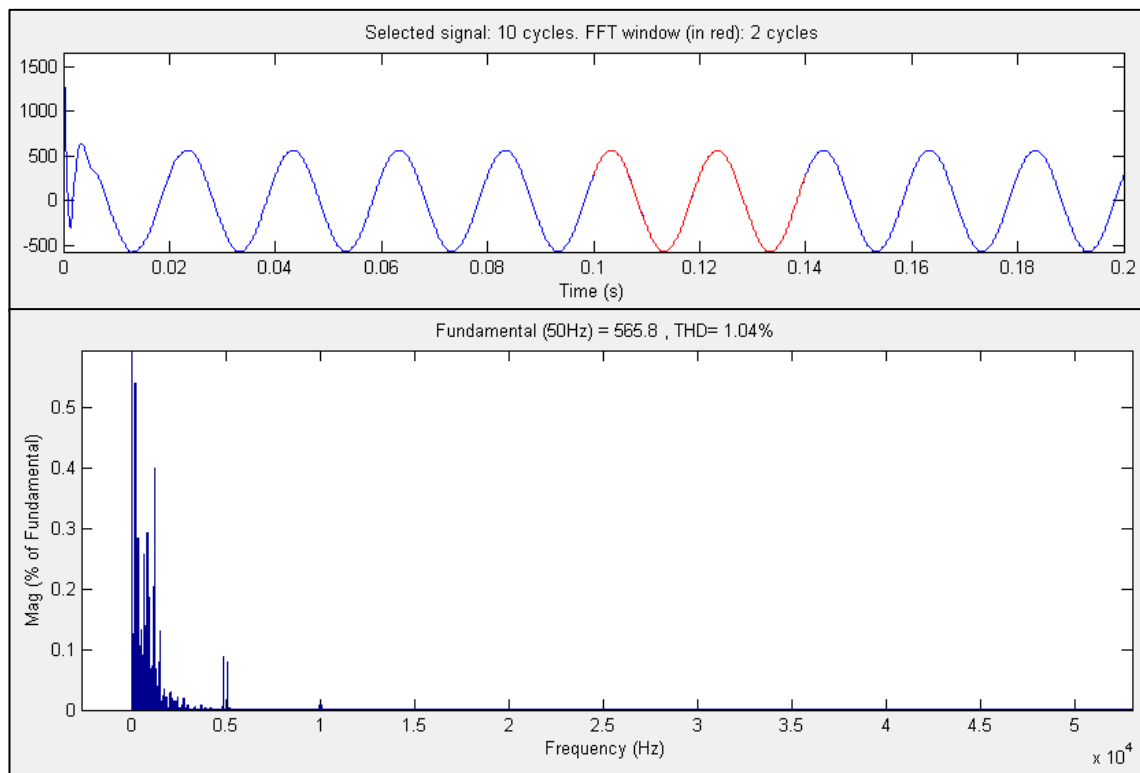


Figura 4.21 – Tensão “V_{ab}” medida à saída do transformador isolador e respectivo espectro com o valor de THD

Como se pode verificar na figura 4.19, as harmónicas indesejadas da tensão “ V_{ab} ” gerada pelo inversor encontram-se centradas na frequência de actuação dos IGBT’s (5000 Hz) com o valor de aproximadamente 34% da componente fundamental, repetindo-se com menores magnitudes através dos seus respectivos múltiplos. O valor total de distorção harmónica é de aproximadamente 75%. Com a introdução do filtro LC, as componentes harmónicas de frequências maiores que a fundamental são atenuadas, ficando a magnitude da harmónica da frequência de actuação dos IGBT’s reduzida a apenas 0,6% da componente fundamental. O valor total de distorção harmónica baixou de forma abrupta para 1,53%. Com a introdução do transformador isolador, como era de esperar, verificou-se ainda uma ligeira atenuação da magnitude das harmónicas presentes, o que fez com que o valor total de distorção harmónica baixasse para apenas 1,04%. A magnitude da componente fundamental também se encontra dentro dos valores esperados ($V_{ab,m} = 565,8 V \Leftrightarrow V_{ab,eficaz} = \frac{565,8}{\sqrt{2}} = 400 V$).

Através destes dados podemos verificar que o índice de distorção harmónica presente (THD=1,04%) é claramente inferior ao limite de imposto pelo *IEEE* em [82] (THD<3%), o que resulta num claro factor de qualidade da energia produzida pela microrede em estudo.

A implementação em ambiente *MatLab®/Simulink®* de todos os elementos anteriormente descritos que constituem o modelo do inversor da microrede são apresentados na figura 4.23. À entrada do modelo, no barramento CC, foi ainda introduzido um diodo ligado em série de forma a impedir o fluxo contrário de corrente, e um condensador de 0,2 mF de forma a garantir a estabilidade da tensão CC na entrada do inversor. Na figura 4.22 é exposto em pormenor o bloco do sistema de controlo de tensão do inversor trifásico utilizado.

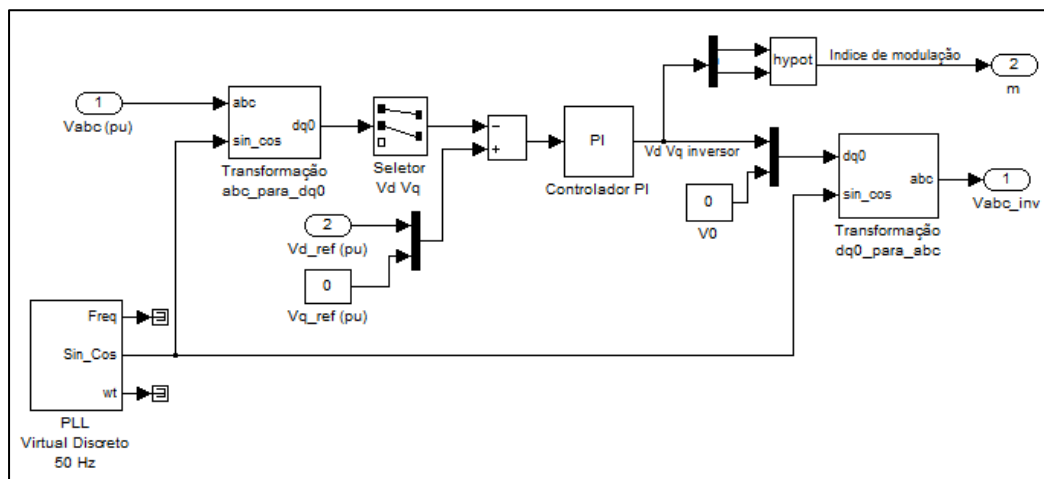


Figura 4.22 – Bloco do sistema de controlo de tensão do inversor trifásico desenvolvido em ambiente *MatLab®/Simulink®*

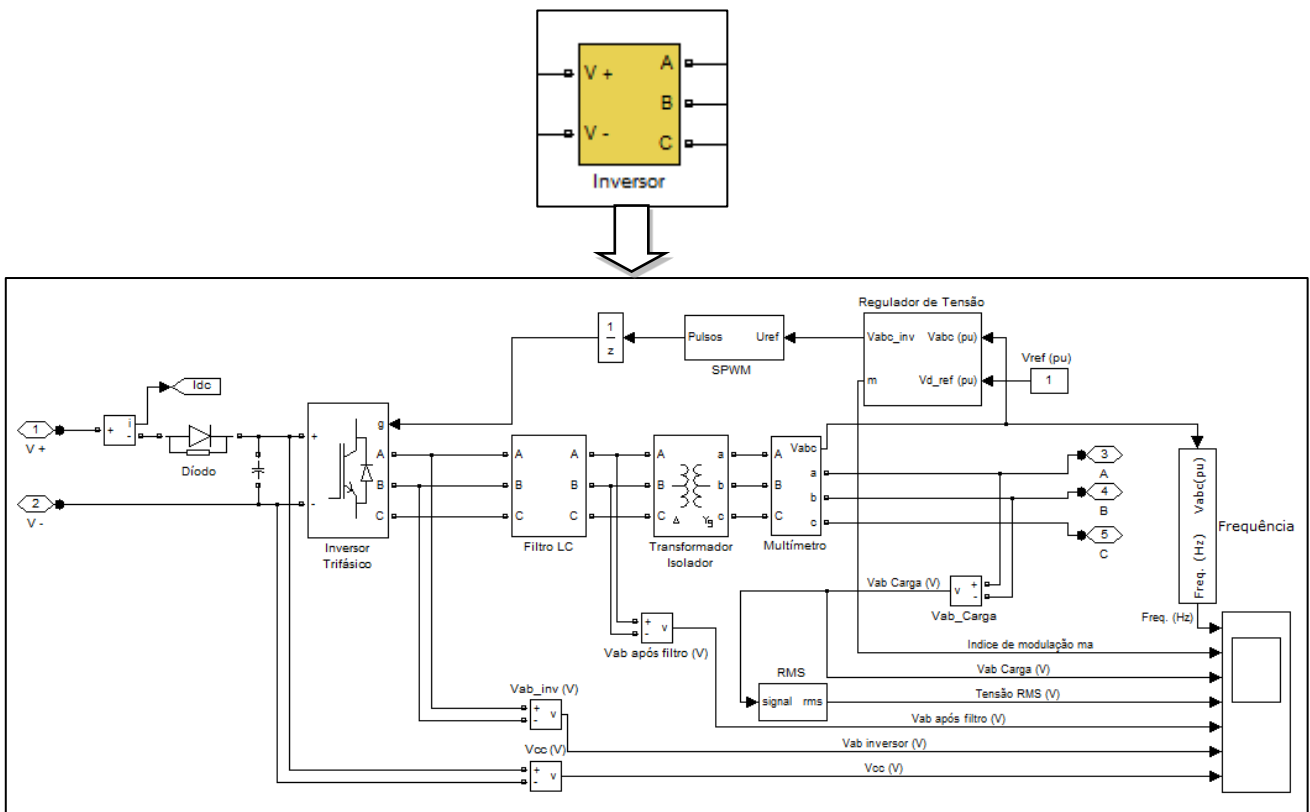


Figura 4.23 – Modelo do inversor trifásico e seu respectivo controlo desenvolvido em ambiente *MatLab®/Simulink®*

As cargas da micrede são alimentadas em baixa tensão pela rede eléctrica ou pelo inversor a uma tensão alternada trifásica com um valor eficaz de 400 V a uma frequência de 50 Hz. Estas cargas encontram-se divididas em duas partes. Uma parte da carga é fixa e representa o consumo constante existente de potência activa e reactiva. O valor atribuído a este consumo foi de 1,5 MVA. A outra parte, dinâmica, espelha a variação ao longo do tempo dos diversos consumos de energia activa e reactiva solicitada pelos utilizadores da micrede. Esta última parte foi implementada em *MatLab®/Simulink®* através do modelo “*Three-Phase Dynamic Load*” disponível na biblioteca do *SimPowerSystems™*. Graças a este bloco, os consumos variáveis podem ser programados pelo utilizador da ferramenta desenvolvida neste trabalho na altura das simulações da micrede de forma a poder testar seu o comportamento perante várias filosofias de carga. O resultado e análise destas simulações podem ser vistos mais adiante no Capítulo V da presente dissertação. Na figura 4.24 é representado o modelo das cargas da micrede realizado em ambiente *MatLab®/Simulink®*.

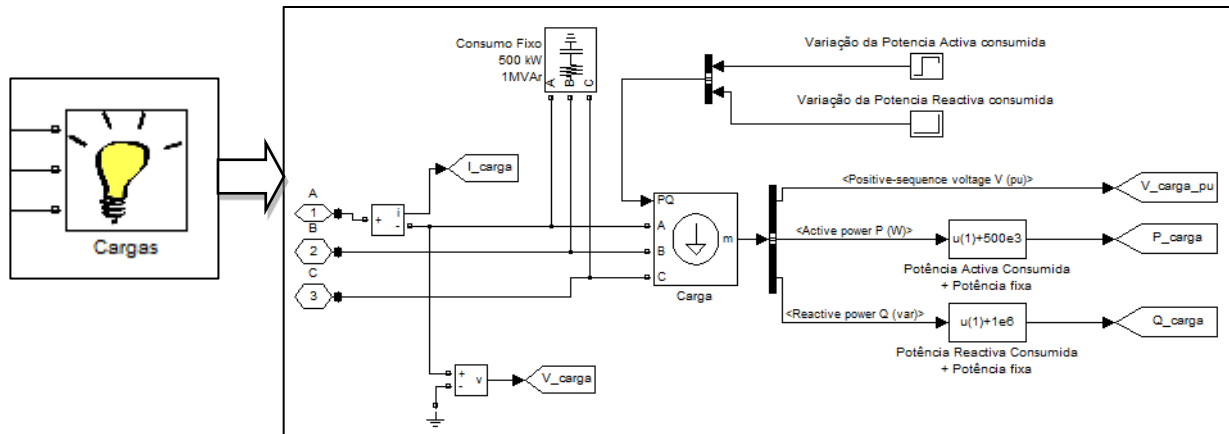


Figura 4.24 – Modelo das cargas da microrede implementado em ambiente *MatLab®/Simulink®*

4.3. Constituição do bloco de controlo e gestão energética da microrede

4.3.1. Aplicação do controlo por lógica difusa à gestão energética da microrede

Devido às inúmeras vantagens já enunciadas no ponto 2.3.4 da presente tese, a tecnologia escolhida para o controlo e gestão energética da microrede foi o conceito de lógica difusa. Esta filosofia de controlo inteligente cujo funcionamento foi descrito no ponto 2.3.3, terá que tomar todas as decisões que irão afectar o funcionamento da microrede. Através da análise contínua que faz a todos os dados de entrada, o controlador ajusta a energia gerada pelos produtores renováveis à energia consumida pelas cargas recorrendo à rede eléctrica caso seja conveniente ou necessário, optimizando o sistema de armazenamento de energia e resolvendo os diversos casos de desequilíbrios que podem surgir. A implementação do controlador de lógica difusa da microrede em ambiente *MatLab®/Simulink®*, apresentada na figura 4.25, foi efectuada com recurso ao bloco “*Fuzzy Logic Controller with Ruleviewer*” disponível na biblioteca do *Fuzzy Logic Toolbox™*. Este controlador tem como dados de entrada o valor instantâneo da potência total gerada pelos produtores renováveis, o valor total da potência consumida pelas cargas, o estado de carga do banco de baterias (SOC) e o valor em pu da tensão que alimenta as cargas. Como base na leitura destes indicadores e através da constituição das funções de pertença e da programação das regras de controlo, o controlador calcula e identifica a região onde se encontra, verifica qual a regra associada e transmite de seguida na sua saída a decisão tomada através do comando dos interruptores que fazem a ligação da microrede à rede eléctrica e ao sistema de armazenamento de energia. A saída do bloco do controlador é limitada aos valores de “0” (interruptor desligado) e “1” (interruptor ligado) e o seu valor é mantido durante um intervalo de tempo de 0,1 s de forma a

evitar manobras sucessivas em períodos transitórios, o que se torna desnecessário e prejudicial tanto para o equipamento como para o sistema.

A escolha das variáveis do sistema e a construção, otimização e respectiva implantação das funções de pertença do controlador é apresentada no ponto 4.3.2. A estratégia seguida para constituição das regras com vista à decisão e controlo da microrede tendo em conta as funções de pertença implementadas e as variáveis do sistema é descrita no ponto 4.3.3.

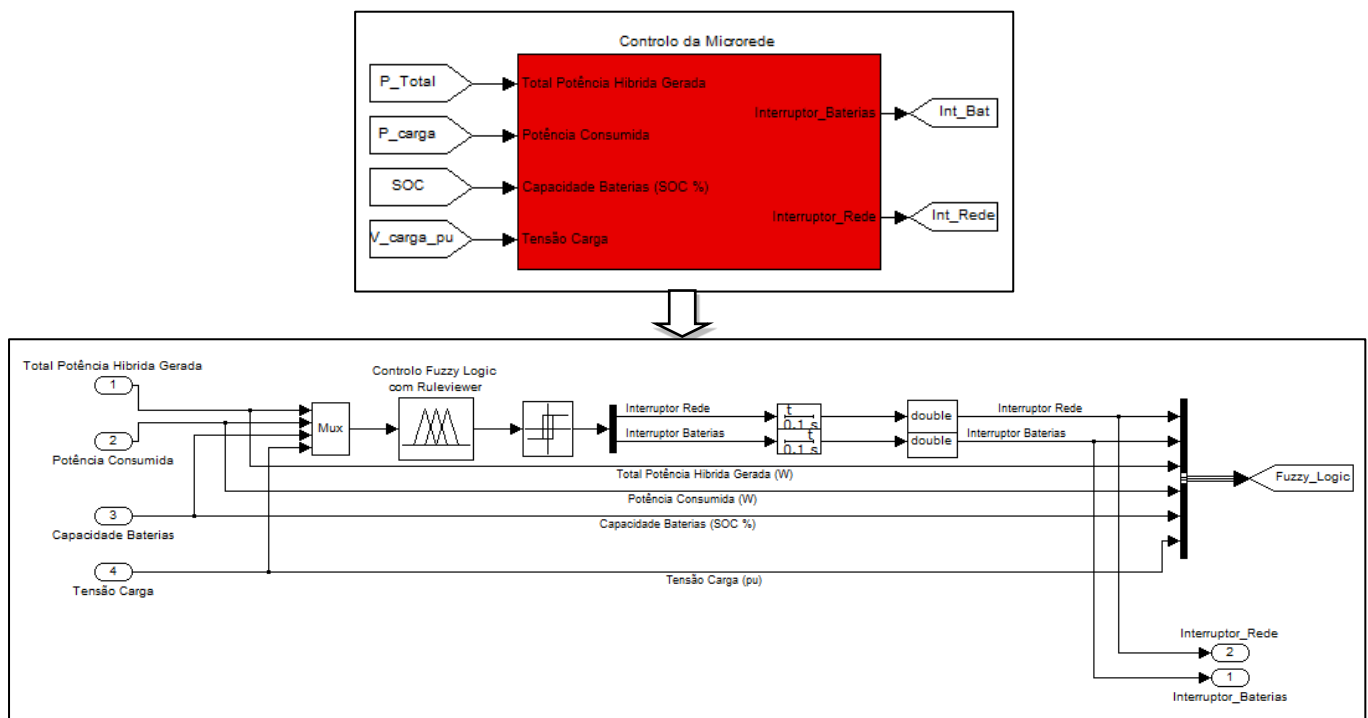


Figura 4.25 – Modelo do controlador em lógica difusa da microrede implementado em ambiente *MatLab®/Simulink®*

4.3.2. Escolha das variáveis do sistema e constituição das suas funções de pertença (*membership functions*)

Tal como já foi mencionado, um controlador em lógica difusa relaciona o estado das variáveis presentes à sua entrada com a sua saída decidindo qual regra a aplicar de um conjunto de regras do tipo “SE <antecedente> - ENTÃO <consequente> ” já preconcebido. A primeira parte de avaliação da regra (antecedente) é feita recorrendo às funções de pertença. Estas funções são utilizadas na primeira parte do método de controlo de lógica difusa (Fuzzificação) e são utilizadas para dividir em intervalos todas as possibilidades de valores das variáveis de entrada, criando regiões. Cada região tem as suas regras correspondentes de forma a relacionar o valor das entradas com as saídas do controlador. Qualquer valor que tenha a variável de entrada, pertence a uma das regiões definidas com um determinado grau de pertença. Esse grau de pertença é atribuído pela função de pertença associada ao valor da variável. Seja “ $\mu(x)$ ” a função de pertença que determina o grau de relacionamento de “ x ” com a região “ A ” vamos ter três possibilidades:

- $\mu(x) = 1 \Rightarrow "x"$ pertence completamente à região "A";
- $0 < \mu(x) < 1 \Rightarrow "x"$ pertence parcialmente à região "A";
- $\mu(x) = 0 \Rightarrow "x"$ não pertence à região "A";

Para cada uma das entradas do controlador da microrede (potência total gerada pelos produtores renováveis, potência consumida pelas cargas e o estado de carga do banco de baterias) foram definidas cinco regiões classificadas e modeladas através das suas funções de pertinência. As funções de pertinência escolhidas foram do tipo triangular para os valores centrais e do tipo trapezoidal para os limites inferiores e superiores. A classificação de cada um dos valores de entrada em regiões seguiram os critérios apresentados nas tabelas 4.6, 4.7 e 4.8. Para as duas saídas do controlador relacionadas com o comando dos interruptores da rede e do banco de baterias e para a entrada relacionada com a tensão das cargas foram definidas apenas duas regiões. O critério adoptado para a definição das suas funções de pertinência é apresentado nas tabelas 4.9 e 4.10 respectivamente.

Através destes dados, foram implementadas em *MatLab®/Simulink®* através do bloco "Basic FIS Editor" as funções de pertinência definidas com base nas entradas correspondentes. É neste bloco que também são descritas as regras de controlo e decisão da microrede que serão detalhadas no próximo ponto desta dissertação. Da figura 4.26 à figura 4.31 são apresentadas as implementações das funções de pertinência para cada uma das variáveis do sistema. Na figura 4.32 pode-se observar o sistema completo do controlador desenvolvido em lógica difusa.

Tabela 4.6 – Características das funções de pertinência da variável de entrada "Total Potência Híbrida Gerada"

Entrada	Funções de pertinência	
Total Potência Híbrida Gerada (W)	Nome	Muito Pequeno
	Formato	Trapezoidal
	Intervalo	[0 ; 4.74 MW]
	Nome	Pequeno
	Formato	Triangular
	Intervalo	[4.3MW ; 9 MW]
	Nome	Médio
	Formato	Triangular
	Intervalo	[8.4 MW ; 12MW]
	Nome	Grande
	Formato	Triangular
	Intervalo	[11.5 MW ; 16 MW]
	Nome	Muito Grande
	Formato	Trapezoidal
	Intervalo	[15.5MW ; 10 GW]

Tabela 4.7 – Características das funções de pertinência da variável de entrada "Potência Consumida"

Entrada	Funções de pertinência	
Potência Consumida (W)	Nome	Muito Pequeno
	Formato	Trapezoidal
	Intervalo	[0 ; 4.74 MW]
	Nome	Pequeno
	Formato	Triangular
	Intervalo	[4.3 MW ; 9 MW]
	Nome	Médio
	Formato	Triangular
	Intervalo	[8.4 MW ; 12MW]
	Nome	Grande
	Formato	Triangular
	Intervalo	[11.5 MW ; 16MW]
	Nome	Muito Grande
	Formato	Trapezoidal
	Intervalo	[15.5 MW ; 10 GW]

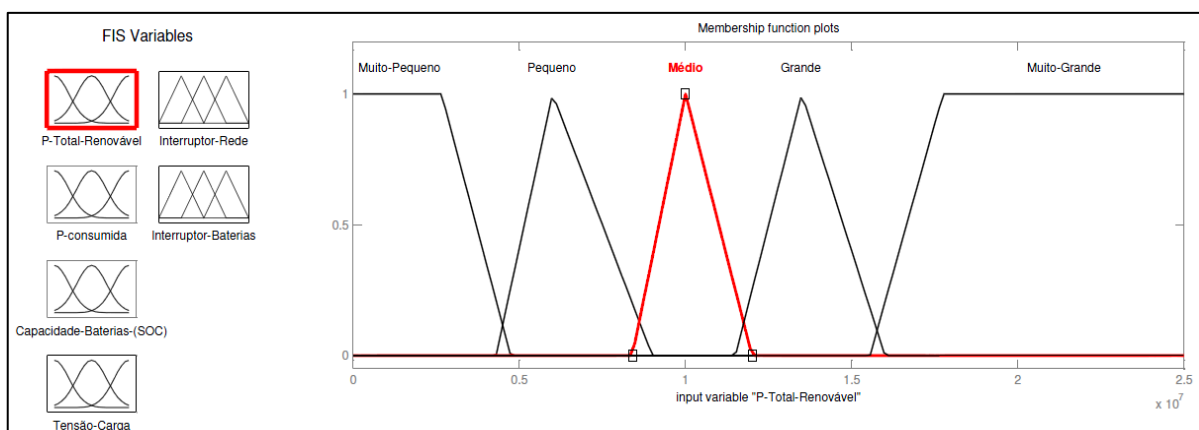


Figura 4.26 – Constituição e implementação das funções de pertinência da variável de entrada “Total Potência Híbrida Gerada” em ambiente *MatLab®/Simulink®*

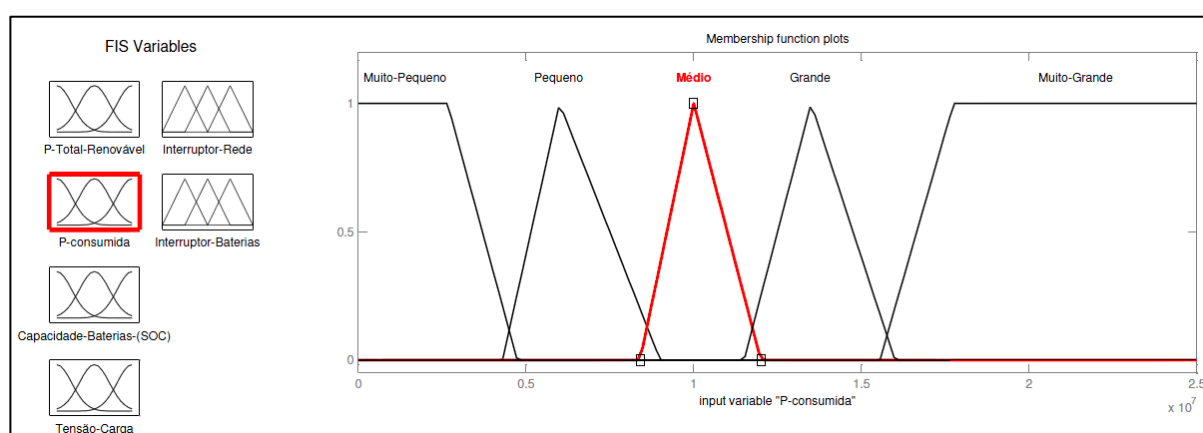


Figura 4.27 – Constituição e implementação das funções de pertinência da variável de entrada “Potência Consumida” em ambiente *MatLab®/Simulink®*

Tabela 4.8 – Características das funções de pertinência da variável de entrada “Estado de carga do banco de baterias”

Entrada	Funções de pertinência	
Estado de carga do banco de baterias (%)	Nome	Pequeno
	Formato	Trapezoidal
	Intervalo	[0% ; 40%]
	Nome	Médio
	Formato	Triangular
	Intervalo	[38% ; 70%]
	Nome	Grande
	Formato	Triangular
	Intervalo	[68% ; 99%]
	Nome	Muito Grande
	Formato	Trapezoidal
	Intervalo	[97% ; 100%]

Tabela 4.9 – Características das funções de pertinência das duas variáveis de saída “Comando interruptor rede eléctrica” e “Comando interruptor banco de baterias”

Saída	Funções de pertinência	
Comando interruptor Rede eléctrica (0 ou 1)	Nome	Aberto
	Formato	Triangular
	Intervalo	[-0.5; 0.499]
	Nome	Fechado
	Formato	Triangular
	Intervalo	[0.5 ; 1.5]
Comando interruptor Banco de Baterias (0 ou 1)	Nome	Aberto
	Formato	Triangular
	Intervalo	[-0.; 0.499]
	Nome	Fechado
	Formato	Triangular
	Intervalo	[0.5 ; 1.5]

Tabela 4.10 – Características das funções de pertinência da variável de entrada “Tensão nas cargas”

Entrada	Funções de pertinência	
Tensão nas Cargas (pu)	Nome	Instável
	Formato	Trapezoidal
	Intervalo	[-40pu ; 0.91pu ; 1.09pu ; 40pu]
	Nome	Estável
	Formato	Triangular
	Intervalo	[0.9pu ; 1.1pu]

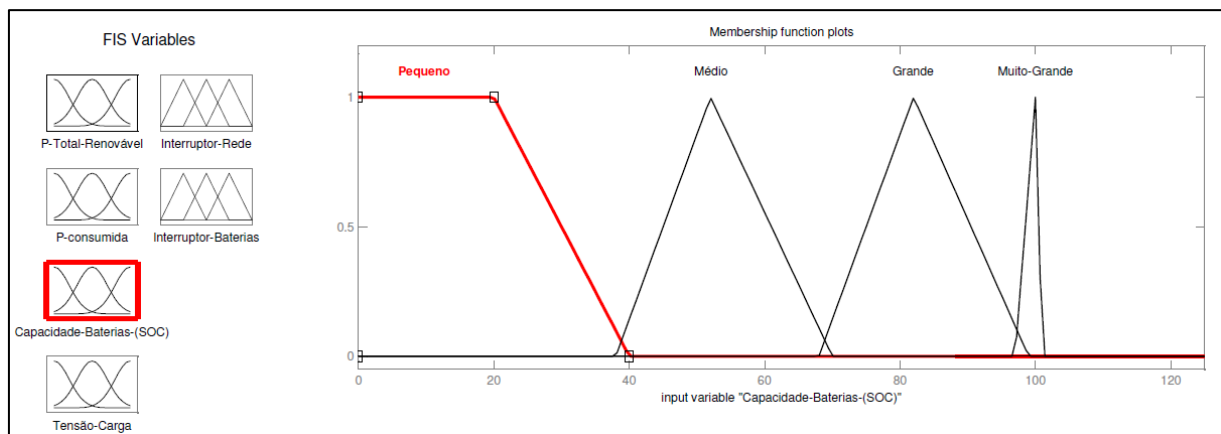


Figura 4.28 – Constituição e implementação das funções de pertinência da variável de entrada “Estado de carga do banco de baterias” em ambiente *MatLab*®/*Simulink*®

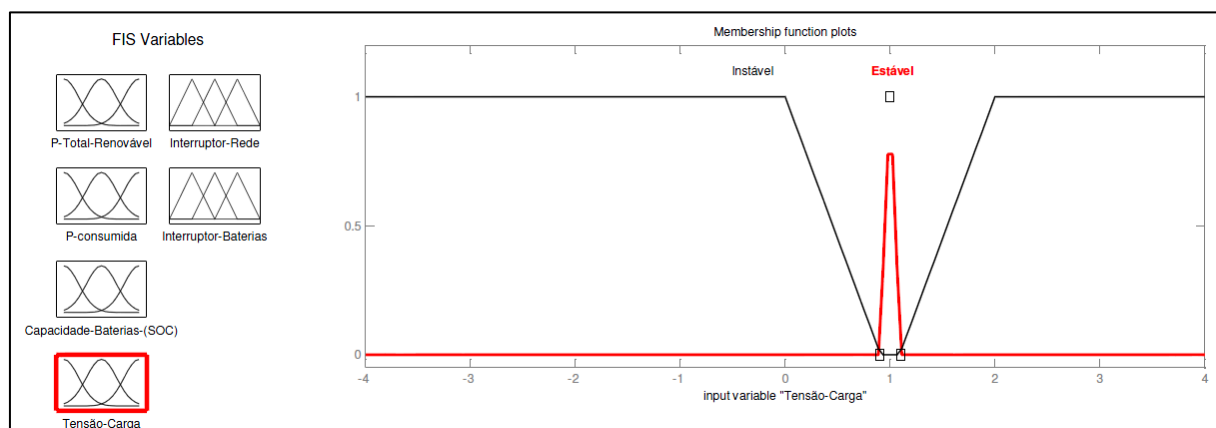


Figura 4.29 – Constituição e implementação das funções de pertinência da variável de entrada “Tensão nas cargas” em ambiente *MatLab*®/*Simulink*®

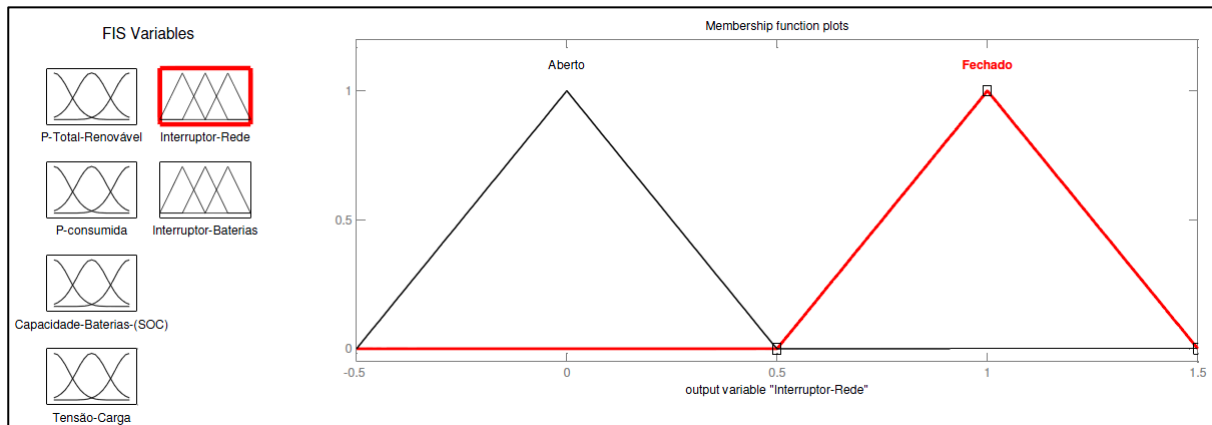


Figura 4.30 – Constituição e implementação das funções de pertença da variável de saída “Comando interruptor rede eléctrica” em ambiente *MatLab®/Simulink®*

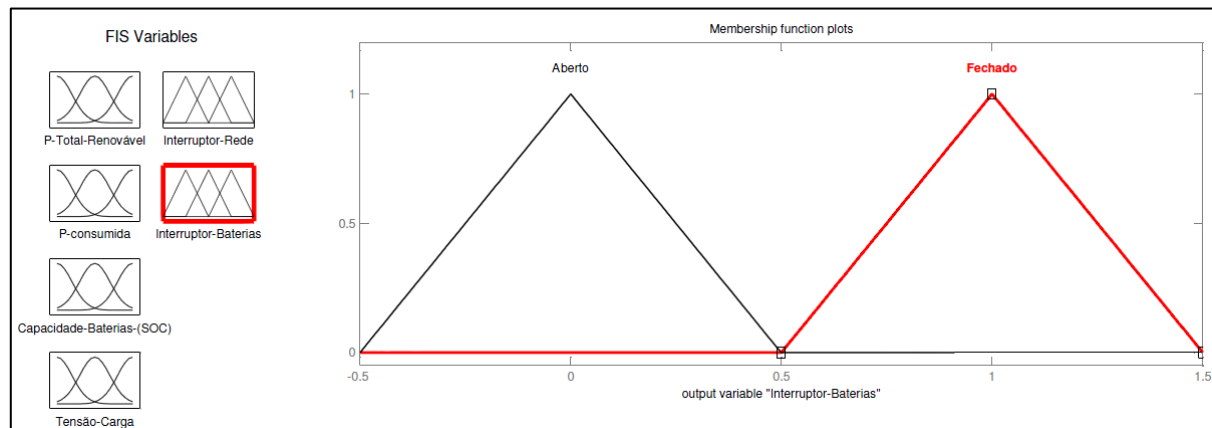


Figura 4.31 – Constituição e implementação das funções de pertença da variável de saída “Comando interruptor banco de baterias” em ambiente *MatLab®/Simulink®*

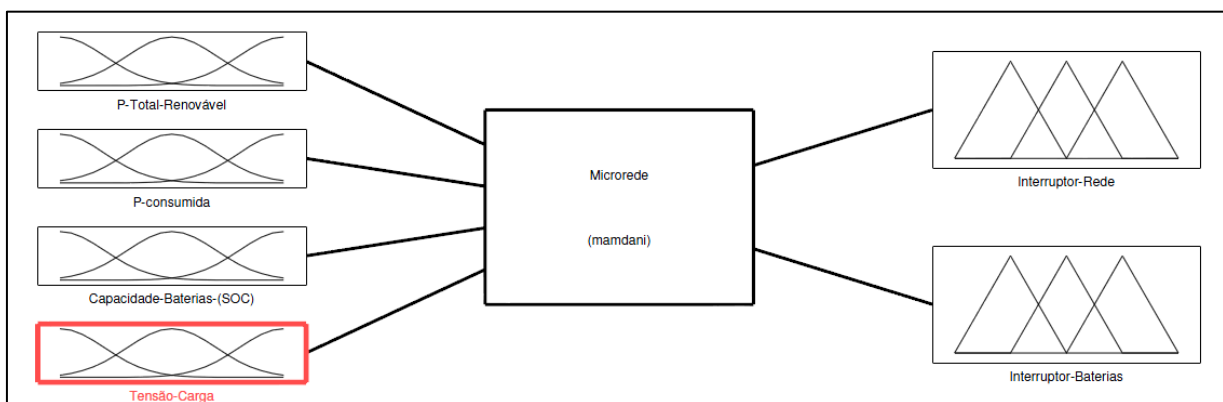
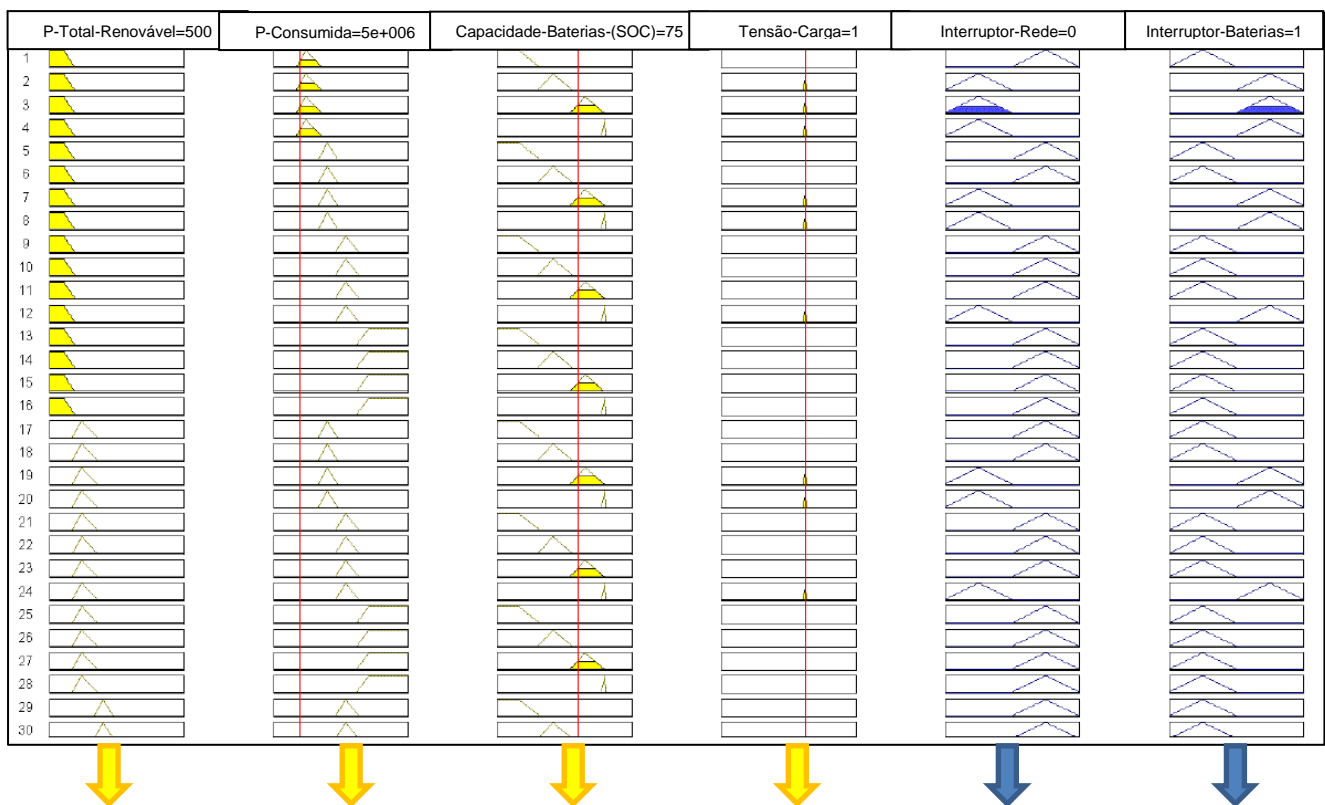


Figura 4.32 – Constituição e implementação do sistema de lógica difusa da microrede em ambiente *MatLab®/Simulink®*

Tanto a escolha dos intervalos das funções de pertença como os seus nomes foram objecto de um estudo cuidadoso de forma a transparecer as funções como o mais perceptíveis e facilmente identificáveis, não exprimindo qualquer dúvida dos seus limites e da região que representam, o que irá favorecer uma análise correcta dos seus valores por parte do controlador. As regiões da potência total gerada pela microrede foram ajustadas às regiões da potência consumida de igual forma, com o intuito de se obter uma comparação entre elas o mais simples e eficaz possível. A potência nominal gerada ficou centrada na região “Grande”, ficando reservada a zona “Muito-Grande” às condições transitórias e possíveis situações de sobrecarga. A tensão nas cargas ficou limitada a uma zona estável de +/-10% em torno do seu valor nominal (1pu). Fora desta zona a tensão é considerável instável e serão tomadas as respectivas medidas descritas mais à frente no ponto 4.3.3.

Após a etapa de fuzzyficação, onde cada valor da variável de entrada é limitado a uma zona de actuação através das funções de pertença anteriormente descritas, segue-se a etapa de inferência auxiliada pelo módulo de base de regras. Tal como já mencionado no ponto 2.3.2, o método composicional de inferência usado é o “*max-min*” (Mandani), o qual consiste em escolher o operador “*min*” para as implicações *fuzzy* e o operador “*max*” para a agregação. A figura 4.33 ilustra a implementação do módulo de inferência utilizado onde se pode verificar a agregação e a união dos subconjuntos obtidos em cada regra pelo método de inferência composicional “*max-min*” empregado.



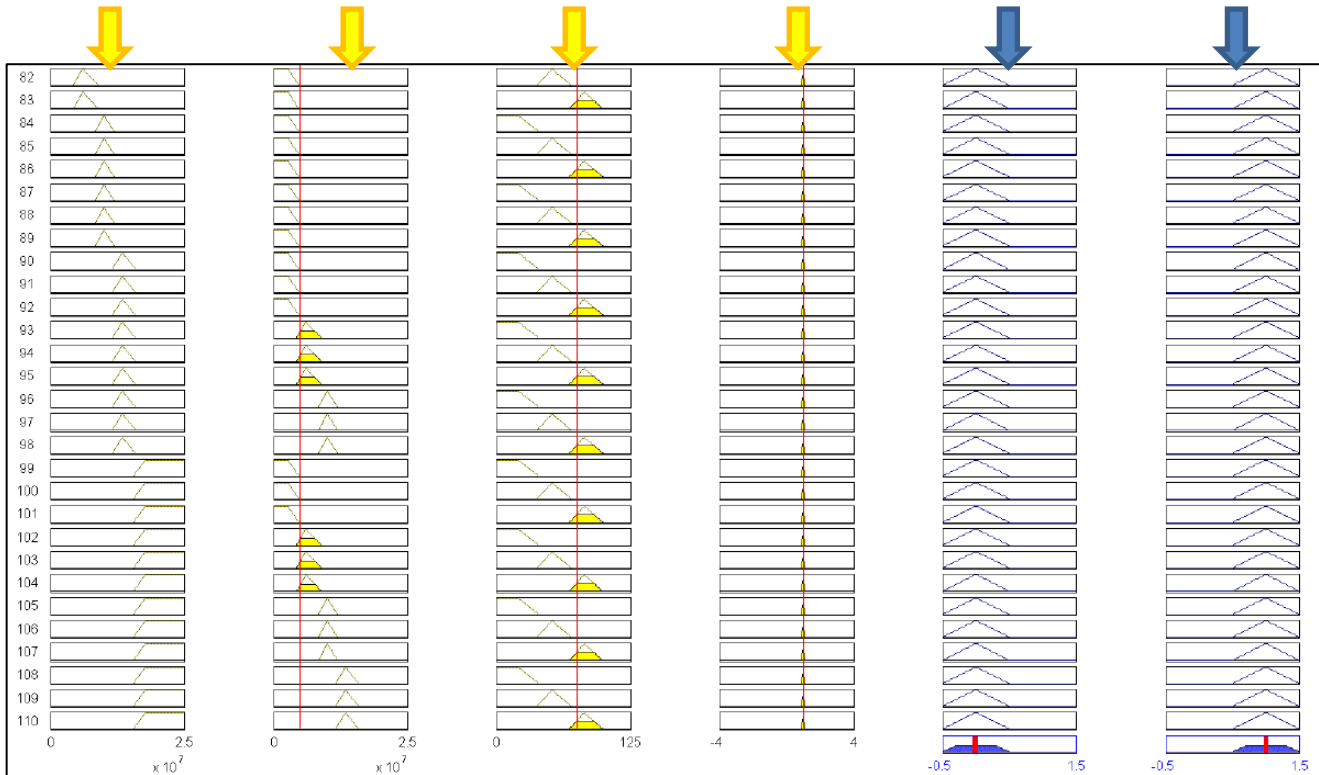


Figura 4.33 – Cálculo dos antecedentes e consequentes das regras pelo método de inferência composicional “max-min” em ambiente *MatLab®/Simulink®*

4.3.3. Definição da estratégia a seguir e das regras para a tomada de decisão e controlo da microrede

Após concluída a fase de fuzzyficação e escolhido o método de inferência, segue-se a constituição daquele que é considerado o núcleo do controlador, o módulo de base de regras. É neste módulo onde se estabelece a estratégia a seguir para o controlo da microrede, armazenando as regras linguísticas que interligam os valores das variáveis de entrada, aos valores de saída do sistema a controlar. Antes de se proceder à composição das regras é importante definir os objectivos e a estratégia adoptada para o controlo da microrede.

A finalidade deste controlo é avaliar o valor de todas as variáveis de entrada do sistema (total de potência híbrida gerada, potência consumida, estado de carga do banco de baterias e nível de tensão nas cargas) e tomar decisões com vista a definir o modo de funcionamento da microrede, assegurando a todo o instante que todas as cargas eléctricas sejam abastecidas de forma ininterrupta para qualquer tipo de condições existentes e com os padrões de qualidade exigidos. A decisão tomada pelo controlador passa pelo comando dos interruptores que permitem o acesso da microrede à rede eléctrica e ao sistema de armazenamento de energia caso seja necessário. Foi definido um plano de sustentabilidade para a microrede que passa pela maximização do seu funcionamento em modo isolado, evitando ter de solicitar energia à rede eléctrica de média tensão do distribuidor. Mesmo quando as condições meteorológicas

não forem favoráveis, existindo menos produção de energia eléctrica renovável, ou quando exista um aumento substancial da potência consumida, o sistema de controlo verifica se o sistema de armazenamento tem carga suficiente para colmatar o défice energético e se tiver evita ter de se ligar à rede eléctrica. Só em caso do balanço feito entre os produtores renováveis e o banco de baterias ser insuficiente para saciar o consumo existente, ou se houver alguma perturbação no sistema, a microrede não consegue atingir os objectivos delineados para o seu funcionamento em modo isolado e o controlador decide pelo modo interligado à rede eléctrica. Caso contrário a única forma da microrede se encontrar no modo interligado, é na condição de vender ao distribuidor local o excesso de energia produzido que não é consumido na microrede e que não seja necessário para armazenamento.

Ficou então definido que para a microrede funcionar de forma isolada, minimizando assim a necessidade de solicitar energia à rede eléctrica, é necessário verificar-se pelo menos uma das seguintes três condições:

- a) $FP \text{ "Total Potência Híbrida Gerada"} > FP \text{ "Potência Consumida"};$
- b) $FP \text{ "Total Potência Híbrida Gerada"} = FP \text{ "Potência Consumida"} \leq FP \text{ "Estado de carga das baterias"}$
& $\text{"Médio"} \leq FP \text{ "Estado de carga das baterias"} < \text{"Muito Grande"};$
- c) $FP \text{ "Total Potência Híbrida Gerada"} < FP \text{ "Potência Consumida"} < FP \text{ "Estado de carga das baterias"}$
& $FP \text{ "Estado de carga das baterias"} \geq \text{"Grande"};$

A acompanhar as condições acima mencionadas, para a microrede estar a funcionar no modo isolado, é necessário também que a tensão nas cargas esteja sempre estável (+/- 10%). Este parâmetro está continuamente a ser analisado em todas as condições presentes no modo isolado, e caso não se verifique por algum defeito existente na microrede, o sistema de controlo, como segurança, comuta automaticamente para o modo interligado à rede eléctrica.

Caso o total de potência híbrida gerada e a carga das baterias estejam nas suas FP's máximas (*"Grande"* ou *"Muito Grande"*) e a potência consumida pelas cargas esteja nas suas FP's mínimas (*"Muito Pequeno"* ou *"Pequeno"*), a microrede sai do modo isolado e liga-se à rede eléctrica de forma a vender o excedente de energia que não seria aproveitado no sistema.

Nas outras condições que não foram aqui referidas a microrede encontra-se no modo interligado à rede eléctrica.

Da mesma forma definiram-se as condições de ligação do banco de baterias à microrede para fornecer ou armazenar energia:

a) Fornecer energia à microrede

FP “*Total Potência Híbrida Gerada*” < FP “*Potência Consumida*” < FP “*Estado de carga das baterias*”

& FP “*Estado de carga das baterias*” ≥ “*Grande*” ;

b) Armazenamento de energia

FP “*Total Potência Híbrida Gerada*” > FP “*Potência Consumida*”

& FP “*Estado de carga das baterias*” < “*Muito Grande*”;

c) Armazenar ou fornecer energia à microrede

FP “*Total Potência Híbrida Gerada*” = FP “*Potência Consumida*” ≤ FP “*Estado de carga das baterias*”

& “*Médio*” ≤ FP “*Estado de carga das baterias*” < “*Muito Grande*” ;

Nas outras condições que não foram aqui referidas o sistema de armazenamento não se encontra ligado à microrede. Tal como já foi mencionado no ponto 4.2.2, por razões de segurança, o banco de baterias não pode carregar na zona “*Muito-Grande*” (97-100%) e é desligado sempre que tiver de fornecer energia abaixo do seu limite de descarga delimitado pela zona “*Média*” (<38%).

Desta forma ficou definida a estratégia de controlo a seguir sempre com o intuito de maximizar o funcionamento da microrede em modo isolado, cumprindo os níveis de qualidade pretendidos, mas garantindo também a sua fiabilidade e flexibilidade, de modo que funcione sempre de forma segura, sustentável, eficiente e o mais autónomo possível.

Com base na estratégia estabelecida, procedeu-se à composição das regras de controlo. Estas regras irão definir como serão afectadas as saídas do controlador (estado dos interruptores) com base nas regiões caracterizadas pelas funções de pertença para cada um dos valores das variáveis de entrada. As regras foram implementadas em *MatLab*®/*Simulink*® com recurso ao “*Rule Editor*” pertencente ao bloco “*Basic FIS Editor*” já utilizado, como descrito no ponto 4.3.2, para a constituição das funções de pertença das variáveis de entrada e de saída do controlador. Um exemplo de uma das regras é o seguinte:

Se “*Total Potência Híbrida Gerada*” é “*Grande*” e “*Potência Consumida*” é “*Pequena*” e “*Estado de carga das baterias*” é “*Grande*” e “*Tensão Cargas*” é “*Estável*”, **então** “*Interruptor rede*” é “*Aberto*” e “*Interruptor baterias*” é “*Fechado*”.

Uma vez que seria muito extenso a apresentação de todas as regras no formato apresentado no exemplo anterior, o autor procedeu através da tabela 4.11. à apresentação das regras implementadas de uma forma mais simples e perceptível. Foi também destacado a vermelho na tabela 4.11 o exemplo dado anteriormente com o objectivo de clarificar a identificação das regras no formato apresentado.

Tabela 4.11 – Regras do controlador implementado em lógica difusa

		Potência Consumida				
		Muito Pequeno	Pequeno	Médio	Grande	Muito Grande
Potência Gerada	Muito Pequeno	MP_MP	MP_P	MP_M	MP_G	MP_MG
	Pequeno	P_MP	P_P	P_M	P_G	P_MG
	Médio	M_MP	M_P	M_M	M_G	M_MG
	Grande	G_MP	G_P	G_M	G_G	G_MG
	Muito Grande	MG_MP	MG_P	MG_M	MG_G	MG_MG

		SOC das Baterias			
		Pequeno	Médio	Grande	Muito Grande
Potência Gerada / Potência Consumida	MP_MP	F	A	A	F
	MP_P	F	A	A	A
	MP_M	F	F	A	A
	MP_G	F	F	F	A
	MP_MG	F	F	F	F
	P_MP	A	A	A	A
	P_P	F	A	A	F
	P_M	F	F	A	A
	P_G	F	F	F	A
	P_MG	F	F	F	F
	M_MP	A	A	A	A
	M_P	A	A	A	A
	M_M	F	A	A	F
	M_G	F	F	F	A
	M_MG	F	F	F	F
	G_MP	A	A	F	A
	G_P	A	A	A	A
	G_M	A	A	A	A
	G_G	F	F	A	F
	G_MG	F	F	F	F
	MG_MP	A	A	F	A
	MG_P	A	A	F	A
	MG_M	A	A	A	A
	MG_G	A	A	A	A
	MG_MG	F	F	F	F

		SOC das Baterias			
		Pequeno	Médio	Grande	Muito Grande
Potência Gerada / Potência Consumida	MP_MP	A	F	F	A
	MP_P	A	F	F	F
	MP_M	A	A	F	F
	MP_G	A	A	A	F
	MP_MG	A	A	A	A
	P_MP	F	F	F	A
	P_P	A	F	F	A
	P_M	A	A	F	F
	P_G	A	A	A	F
	P_MG	A	A	A	A
	M_MP	F	F	F	A
	M_P	F	F	F	A
	M_M	A	F	F	A
	M_G	A	A	A	F
	M_MG	A	A	A	A
	G_MP	F	F	A	A
	G_P	F	F	F	A
	G_M	F	F	F	A
	G_G	A	A	F	A
	G_MG	A	A	A	A
	MG_MP	F	F	A	A
	MG_P	F	F	A	A
	MG_M	F	F	F	A
	MG_G	F	F	F	A
	MG_MG	A	A	A	A

		Interruptor Rede	
		A	F
Tensão Carga	Estável	Aberto	Fechado
	Instável	Fechado	Fechado

		Interruptor Baterias	
		A	F
Tensão Carga	Estável	Aberto	Fechado
	Instável	Aberto	Aberto

4.4. Conclusão

Neste capítulo foram justificadas as decisões tomadas e abordados os métodos seguidos no desenvolvimento, constituição e implantação em ambiente *MatLab®/Simulink®* dos modelos que constituem a microrede de energia em estudo e do seu respectivo controlo através de lógica difusa. Após uma breve introdução, foram primeiramente detalhados os modelos dos rectificadores e dos conversores Buck-Boost utilizados de forma a uniformizarem para uma tensão contínua de 750 V as saídas dos modelos das fontes de produção renovável descritos no capítulo III. Foi também justificado o modelo seguido para a rede de média tensão dimensionada para fornecer energia à microrede e facultar as necessidades de potência activa e reactiva ao gerador eólico DFIG. Devido ao carácter intermitente na produção de energia pelas fontes renováveis, uma vez que estão directamente dependentes das condições meteorológicas, foi desenvolvido um sistema de armazenamento de energia constituído por um banco de baterias chumbo-ácidas capazes de fornecer 10% da potência renovável instalada. Para alimentar as cargas em tensão alternada trifásica, foi implementado um inversor trifásico com regulador de tensão com o objectivo de transformar a tensão de 750 V_{cc} do barramento da microrede em 400 V_{ca} para alimentar as cargas. As cargas são compostas por uma parte de consumo constante de 1,5 MVA e outra parte de consumo variável ao longo do tempo e seleccionável pelo utilizador da ferramenta desenvolvida. Por último, é explicado neste capítulo a aplicação do controlo por lógica difusa à gestão energética da microrede. Após a definição das variáveis do sistema e constituição das suas funções de pertença, foi desenvolvido o sistema de controlo baseado nos objectivos propostos e na estratégia delineada para a microrede. A implementação em *MatLab®/Simulink®* da microrede de energia com a interligação de todos os modelos descritos é apresentada na figura 4.34.

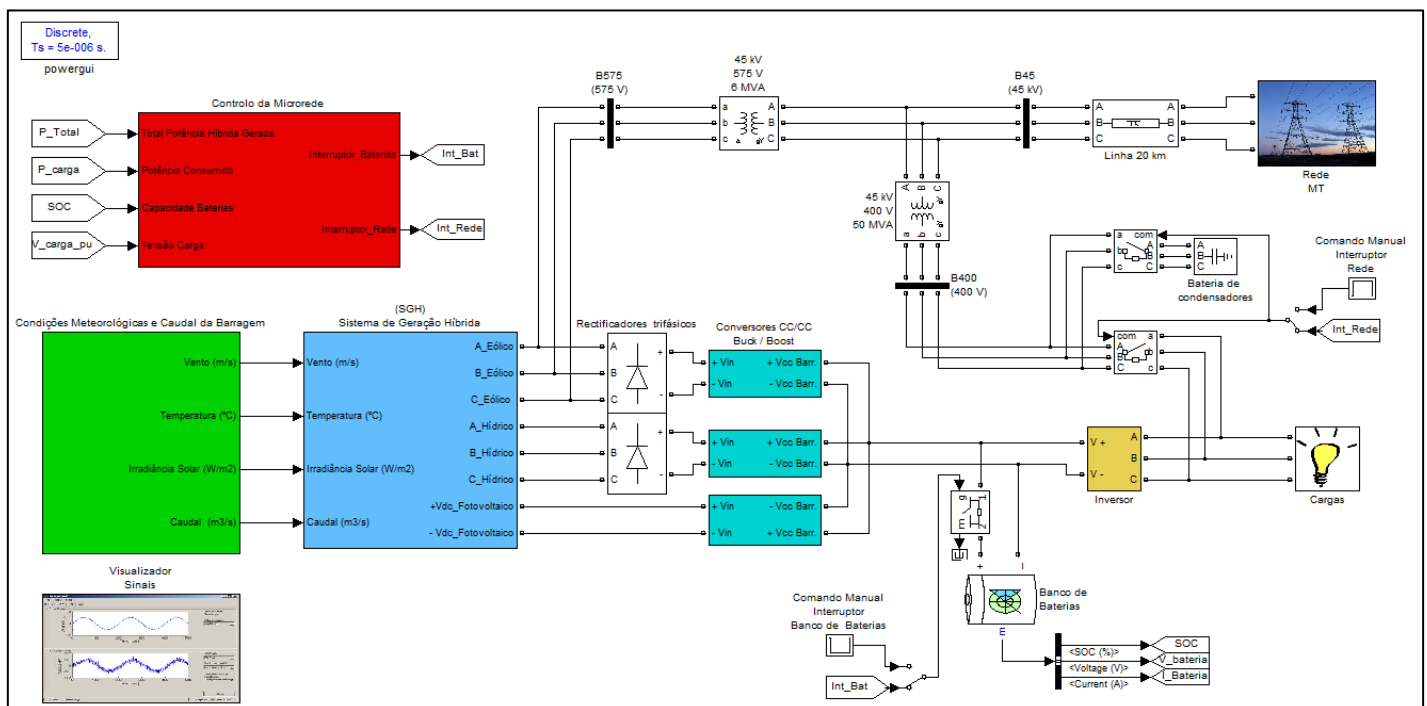


Figura 4.34 – Implementação da microrede de energia em estudo em ambiente *MatLab®/Simulink®*

Capítulo V - Simulação da Microrede em Estudo e Apresentação, Discussão e Análise de Resultados

5.1. Introdução

Uma vez que a simulação é um meio prático e eficaz de testar o comportamento da microrede estudada, após as descrições feitas nos capítulos III e IV sobre a implementação dos modelos *MatLab*[®]/*Simulink*[®] de todos os elementos que constituem a microrede, de modo a obter-se um maior conhecimento sobre o seu comportamento, neste capítulo são apresentados, discutidos e analisados todos os resultados decorrentes das diversas simulações feitas à microrede em estudo neste trabalho. As simulações apresentadas foram realizadas em tempo discreto com um período de amostragem de 5 μ s e a duração total de 10 segundos. Para se proceder às respectivas simulações foram constituídos três cenários de exploração da microrede :

- 1º- Apresentado no ponto 5.2, demonstra o desempenho da microrede face a variações da carga consumida ao longo do tempo, mantendo fixas as condições ambientais numa situação favorável e a capacidade inicial do banco de baterias a 80%.
- 2º- Apresentado no ponto 5.3, demonstra o desempenho da microrede face à diminuição das condições ambientais para uma situação desfavorável e com a carga consumida a variar ao longo do tempo. A capacidade do banco de baterias é iniciada a 35%.
- 3º- Apresentado no ponto 5.4, demonstra o desempenho da microrede nas condições descritas nos pontos 5.2 e 5.3 mas com a capacidade inicial do banco de baterias a 35% e 80% respectivamente. Neste ponto é ainda apresentado e analisado o comportamento da microrede perante a venda de energia à rede e um melhoramento gradual das condições ambientais.

Com a definição da duração e dos cenários das simulações acima enunciados, o autor pretendeu englobar o maior número de situações de teste possíveis da microrede estudada,

tanto para períodos contínuos como de transição, demonstrando num tempo de simulação considerado suficiente o desempenho da microrede a todos os níveis.

Após cada simulação é efectuada uma análise e respectiva discussão dos resultados obtidos. O comportamento dos diversos elementos constituintes da microrede no decorrer das simulações pode ser observado e apreciado no bloco “*Visualizador de Sinais*”. Neste bloco, apresentado na figura 5.1, estão concentrados e organizados todos os modelos que permitem o visionamento dos sinais das variáveis nos vários pontos-chave da microrede em estudo.

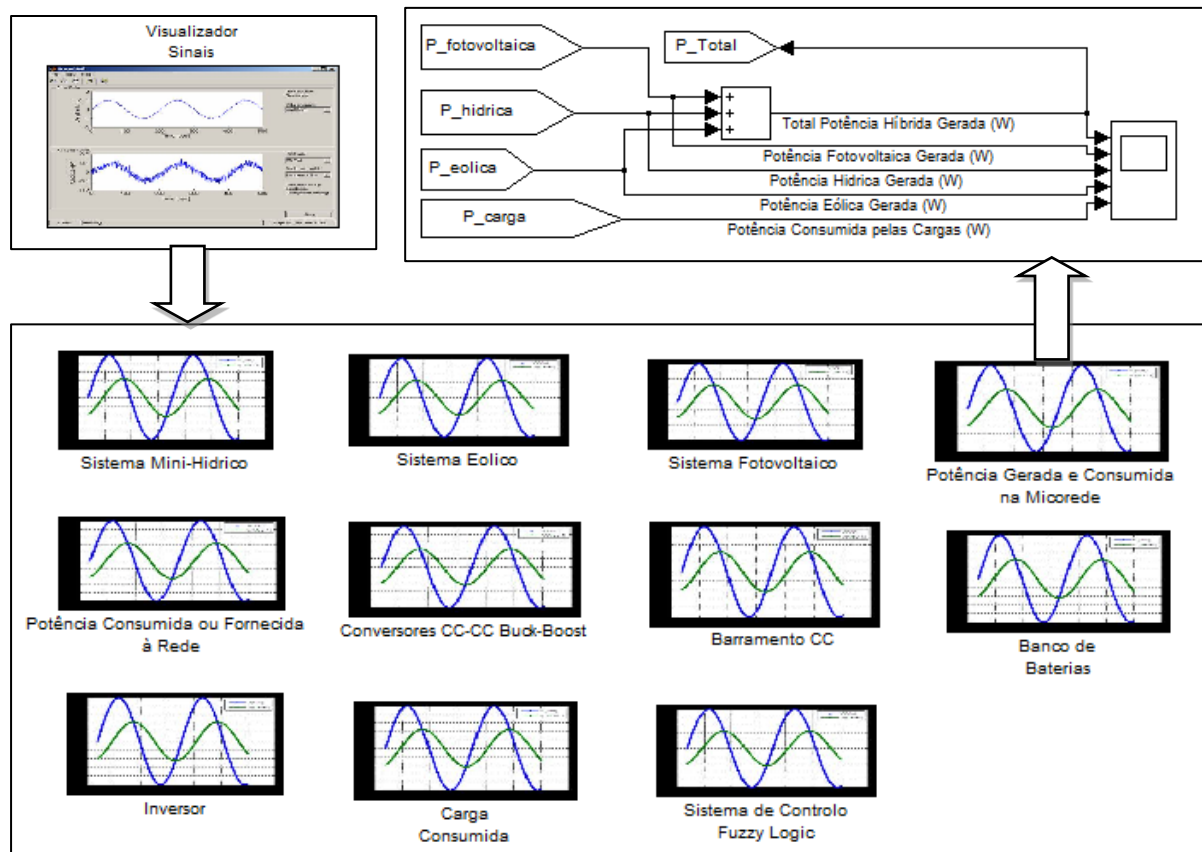


Figura 5.1 – Modelo do visualizador de sinais desenvolvido em ambiente *MatLab®/Simulink®*

5.2.Comparação do desempenho da microrede perante diferentes condições de carga

Neste ponto é apresentado e analisado o comportamento da microrede numa simulação onde a carga consumida varia da seguinte forma:

- $t(s) = [0 \ 4]$
Consumo de potência activa: 7 MW;
Consumo de potência reactiva: 1 MVar;

- $t(s) = [4 \ 7]$
Consumo de potência activa: 16 MW;
Consumo de potência reactiva: 4 MVar;
- $t(s) = [7 \ 10]$
Consumo de potência activa: 12 MW;
Consumo de potência reactiva: 2 MVar;

A capacidade do banco de baterias é iniciada a 80% e as condições ambientais são mantidas constantes numa região favorável ao longo de toda a simulação:

- Caudal turbinado: 20 m³/s;
- Velocidade do vento: 15 m/s;
- Temperatura ambiente: 25 °C;
- Irradiância solar: 1000 W/m²;

Recorrendo à aplicação dos parâmetros acima descritos, procedeu-se à simulação da microrede, obtendo-se os resultados apresentados nas figuras 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7 e 5.8.

Na figura 5.2 podemos observar a variação dos sinais de tensão das três fontes renováveis à entrada dos conversores Buck-Boost e a sua respectiva tensão de saída. As tensões de entrada no conversor sofrem uma ligeira diminuição a partir de $t = 4 \text{ s}$ devido ao aumento do consumo de potência pelas cargas da microrede. Após $t = 7 \text{ s}$, o consumo de potência pelas cargas diminui ligeiramente, o que faz com que a tensão rectificada das fontes renováveis volte a aumentar até à sua zona nominal. Apesar destas variações na tensão de entrada, o sistema de controlo do conversor Buck-Boost mantém constante e estabilizada a tensão de saída a 750 V_{cc}. Quando a carga consumida aumenta ($t = 4 \text{ s}$) e a microrede é ligada à rede de eléctrica, nota-se uma ampliação do tremor na tensão. Isto deve-se ao facto do valor de potência consumida se encontrar acima do valor nominal através do qual o conversor foi dimensionado (13 MW), da rede se comportar como uma fonte de potência elevada e de deixar também de existir a contribuição do banco de baterias que é desligado no instante de ligação à rede. Este tremor deixa novamente de existir quando a potência consumida diminui, a microrede é desligada da rede e o banco de baterias volta a ser ligado.

Na figura 5.3 podemos observar a variação da potência activa híbrida gerada pelas três fontes distribuídas renováveis, o seu respectivo valor total e a potência activa consumida pelas cargas da microrede. Tal como seria de esperar, dadas as condições ambientais favoráveis, as potências geradas pelas fontes eólica, fotovoltaica e mini-hídrica mantêm-se nos seus valores nominais durante toda a simulação. A potência activa total produzida hibridamente é de 13 MW, o que corresponde à soma da potência instalada das três fontes renováveis (8 MW Hídrico + 4.5 MW Eólico + 0.5 MW Fotovoltaico). A potência activa consumida segue a variação já descrita no início deste ponto.

Na figura 5.4 são apresentados os resultados dos sinais de entrada e de saída do bloco de controlo de lógica difusa da microrede. Inicialmente a microrede funciona de forma isolada dada a alta capacidade das baterias (80%) e a relativa baixa potência consumida (7 MW). A partir de $t = 0,25\text{ s}$ até $t = 0,75\text{ s}$, como a potência gerada hibridamente é muito superior à potência consumida na microrede (33 MW vs 7 MW) e o banco de baterias está com grande capacidade, a microrede liga-se à rede de forma a vender o excedente de energia produzido. Este alto valor de potência gerada, acima dos valores nominais, deve-se ao arranque inicial das máquinas síncrona e assíncrona dos geradores mini-hídrico e eólico respectivamente. Quando esta fase transitória termina a $t = 0,75\text{ s}$, o sistema de controlo energético da microrede detecta que a potência híbrida produzida diminuiu, estabilizando no seu valor nominal, e desliga interruptor da rede, voltando assim a microrede a funcionar de forma isolada. Tal como esperado, a $t = 4\text{ s}$ dá-se um aumento da potência activa consumida pelas cargas de 7 MW para 16 MW e a microrede deixa de ter a capacidade de alimentar as cargas de forma isolada, uma vez que a sua potência híbrida gerada é de apenas 13 MW e a potência armazenada no banco de baterias é de aproximadamente 1 MW. Desta forma, o interruptor da rede é ligado novamente, sendo que desta vez será para a rede eléctrica abastecer o excedente de potência consumida que a microrede é incapaz de satisfazer de forma isolada ($\pm 2\text{ MW}$). O comando de fecho do interruptor só é dado a 4,1 s. Isto acontece devido ao bloco implementado “*Discrete On/Off Delay*”. Este bloco verifica durante 0,1 s se a condição para o comando se mantém, e se for esse o caso dá a ordem de fecho ou de abertura do interruptor. Caso durante 0,1 s a condição para o comando já não se mantenha, a ordem de comando deixa de ter efeito e já não é dada. Isto impede que sejam dadas múltiplas ordens de comando que podem ocorrer devido às possíveis variações dos sinais de entrada do controlador de lógica difusa nas regiões fronteiriças das funções de pertença, o que prejudicaria o funcionamento da microrede. Como previsto, a $t = 7\text{ s}$ a potência consumida pelas cargas da microrede baixa para 12 MW e o sistema de controlo dá novamente ordem de abertura ao interruptor da rede. A microrede volta assim a funcionar de forma isolada. Durante a simulação o banco de baterias só é ligado à microrede quando esta funciona de forma autónoma. Até $t = 4\text{ s}$ o banco de baterias pouco contribui para a microrede, mantendo praticamente o seu estado de carga. Só a partir de $t = 7\text{ s}$, quando a carga consumida pela microrede é bastante superior à do período inicial e muito próxima da potência híbrida gerada é que se pode notar de forma mais evidente a contribuição energética do banco de baterias.

Na figura 5.5 pode-se verificar a tensão presente no barramento CC, o valor real e eficaz da tensão nas cargas e a sua respectiva frequência. Tal como pretendido a tensão nas cargas é controlada e mantida constante em torno do seu valor composto nominal eficaz de 400 V (amplitude de 565 V), tanto durante os períodos de funcionamento da microrede em modo isolado como em modo interligado à rede eléctrica. Durante toda a simulação nota-se apenas uma ligeira e expectável sobretensão na altura da ligação da microrede à rede eléctrica. A frequência do sinal de tensão também se mantém constante, como esperado, em torno do seu valor nominal de 50 Hz e praticamente sem variação.

Na figura 5.6 são apresentados os espectros dos limites harmónicos da tensão aplicada às cargas da microrede durante a simulação. O limite inferior do valor total de distorção harmónica registado foi de 0,71% a $t = 0,5 s$ e o limite superior foi de 2,21% a $t = 4 s$. O valor médio registado durante toda a simulação foi de aproximadamente 1,3%. Todos estes valores se encontram bem abaixo do limite máximo permitido de 3% [82].

Na figura 5.7 pode observar-se a tensão e consumo de potência activa e reactiva nas cargas da microrede. Tal como já mencionado a tensão nas cargas mantém-se estável e controlada em torno do seu valor nominal (1 pu) e os valores de potência activa e reactiva seguem a sequência pré-definida já descrita no início deste ponto.

Na figura 5.8 é exposta a variação da potência activa e reactiva consumida/fornecida pela rede eléctrica, pelo DFIG e o total de ambas. Tal como já explicado anteriormente a microrede encontra-se ligada à rede eléctrica em dois pontos. O primeiro é na ligação ao gerador de indução duplamente alimentado da turbina eólica. O segundo é na ligação directa às cargas da microrede. Neste ultimo ponto, o fornecimento de energia é controlado através do interruptor de rede que é comandado pelo sistema de lógica difusa da microrede. Como explicado anteriormente, este interruptor só é ligado de $t = 0,25 s$ até $t = 0,75 s$ e de $t = 4,1 s$ até $t = 7 s$.

No primeiro intervalo, arranque inicial das máquinas síncrona e assíncrona, a rede eléctrica apresenta um pico de potência activa de aproximadamente 6 MW, que logo diminui à medida que a potência produzida pelas fontes renováveis estabiliza.

No segundo intervalo, como a produção híbrida não é suficiente para alimentar as cargas da microrede, observa-se, tal como esperado, que a rede fornece à microrede o excesso de potência activa (+/- 3 MW).

No balanço total de potência activa visto do lado da rede eléctrica (P.Total Rede), a contribuição do DFIG faz com que somente no primeiro intervalo de ligação, a rede esteja a fornecer energia à microrede. Após $t = 0,75 s$, pode-se verificar que a fase de arranque inicial do gerador termina e a potência produzida pelo DFIG tende a estabilizar num valor negativo, demonstrando desta forma que o gerador eólico começa a produzir energia. Este facto faz com que no segundo intervalo de ligação da microrede à rede eléctrica, o balanço energético seja positivo, ou seja, a potência eólica produzida (4,5 MVA) é superior à potência adicional solicitada pelas cargas à rede (3 MW) e a microrede consegue ainda assim enviar o excesso de energia restante para a rede eléctrica (1,5 MVA). A potência reactiva é mantida em valores muito próximos de zero durante toda a simulação. Este aspecto é conseguido graças ao fornecimento deste tipo de energia pelo DFIG e à contribuição do banco de condensadores de 10 MVar instalado na microrede.

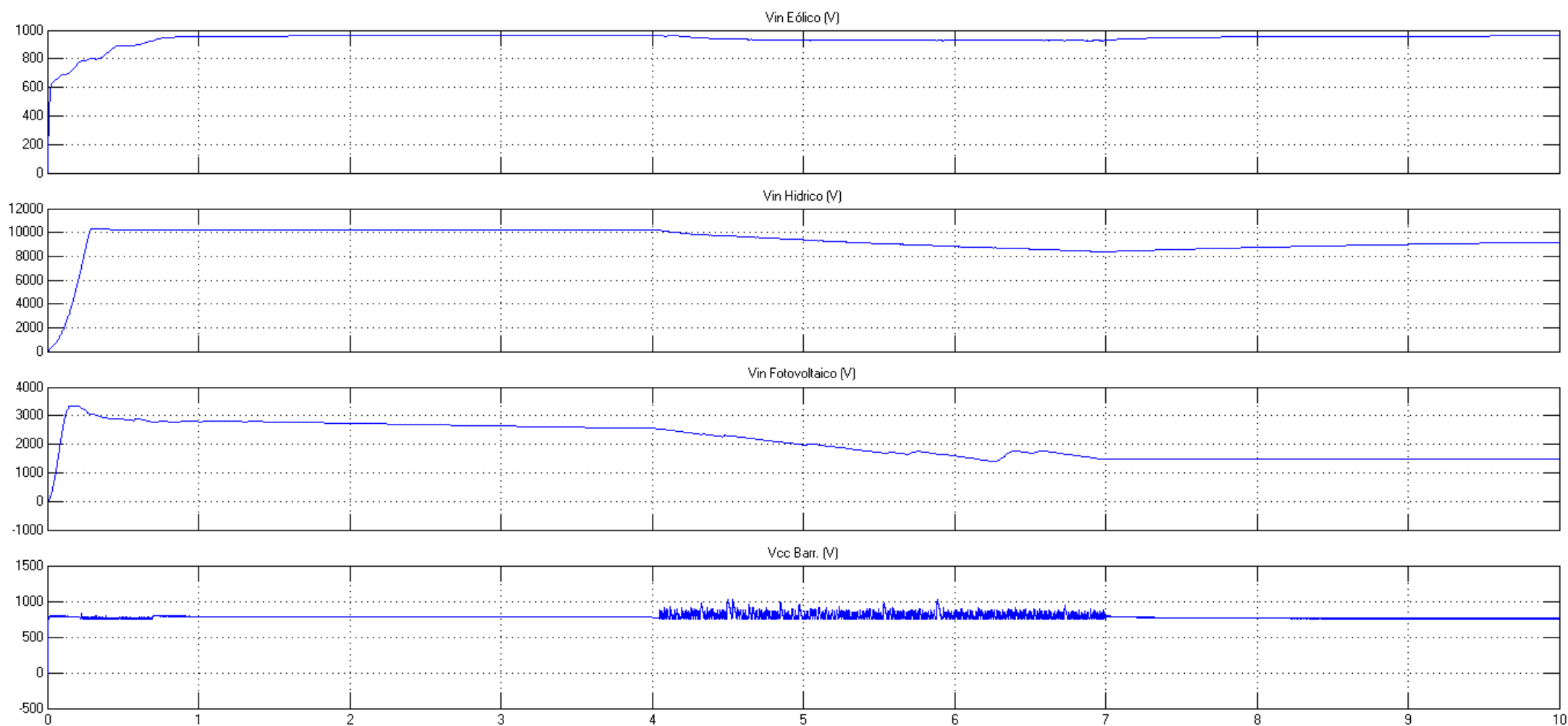


Figura 5.2 – Tensão CC presente na entrada dos conversores Buck-Boost das três fontes distribuídas renováveis e sua respectiva tensão de saída aplicada ao barramento integrador CC.

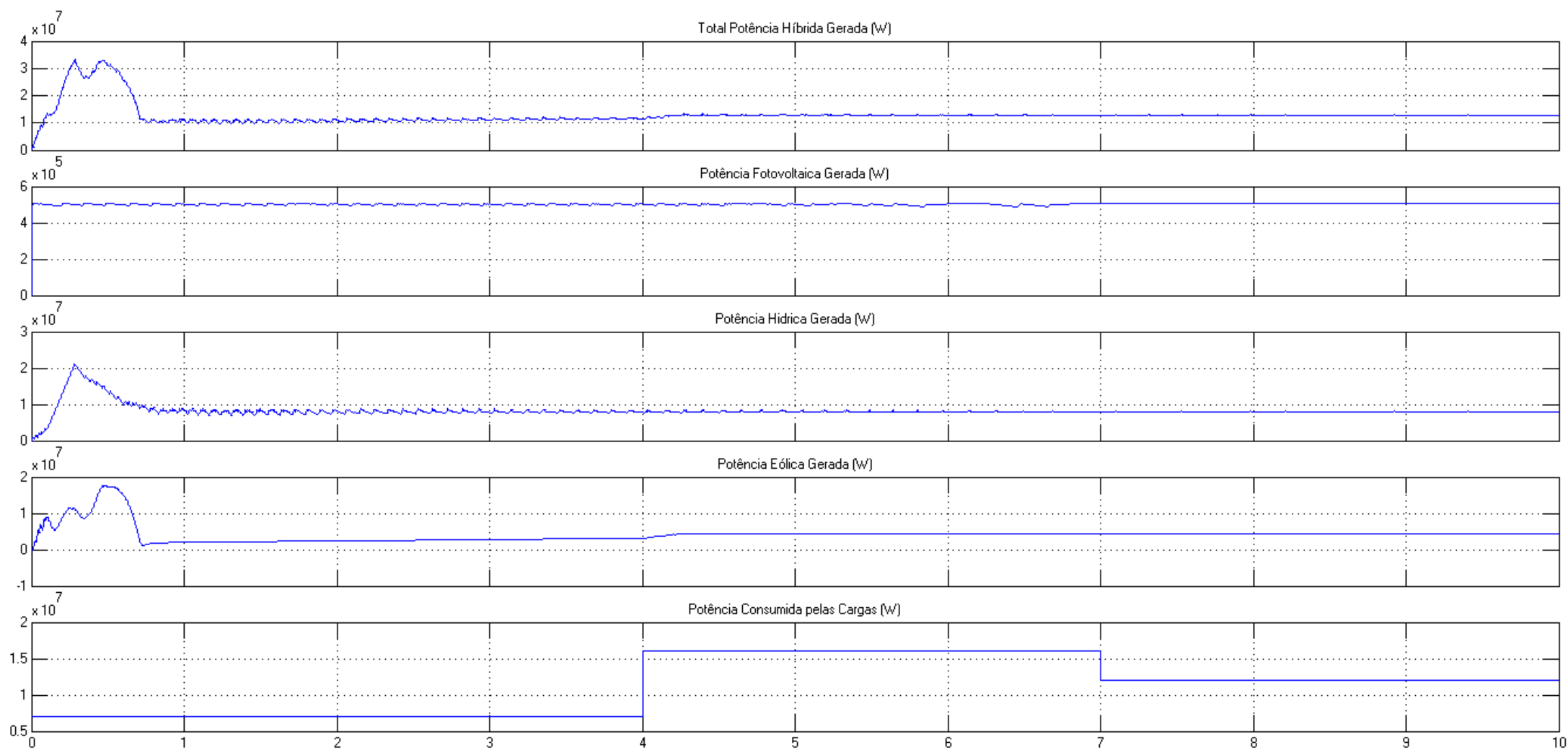


Figura 5.3 – Potência activa híbrida gerada pelas três fontes distribuídas renováveis, o seu respectivo valor total e potência activa consumida pelas cargas da microrede.

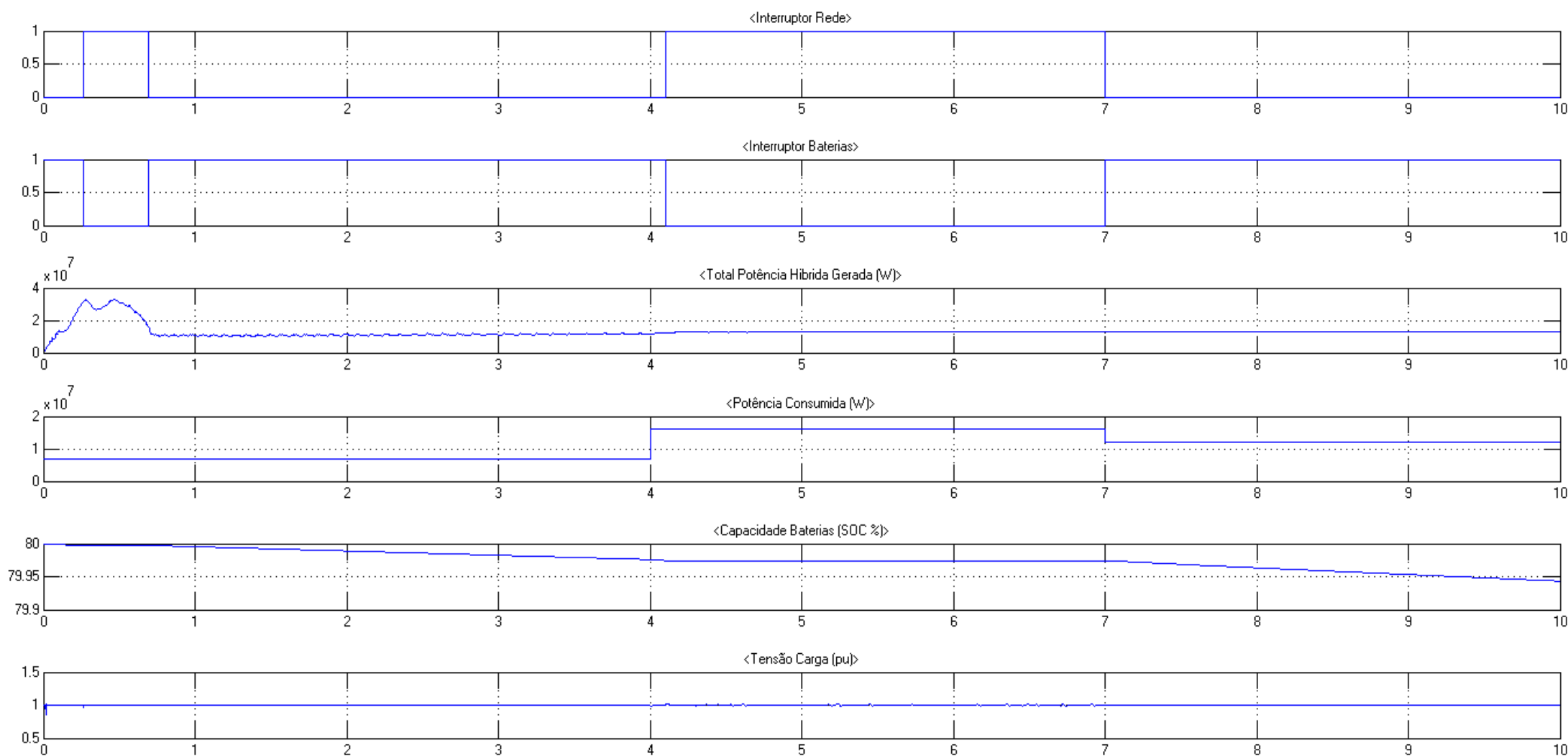


Figura 5.4 – Estado dos interruptores da rede e do banco de baterias e respectivos dados de entrada do controlador de lógica difusa (Total de potência activa híbrida gerada e consumida e tensão nas cargas da microrede).

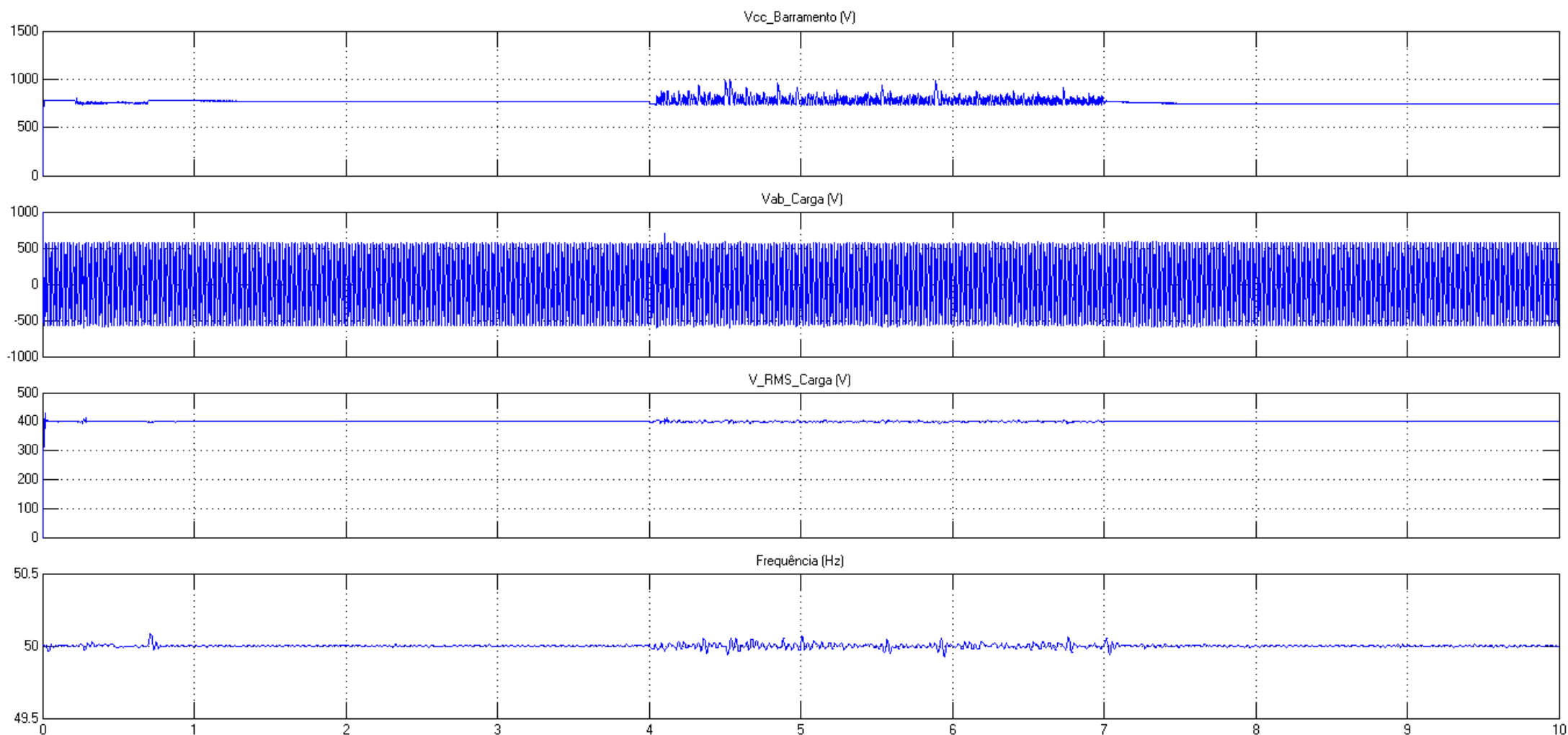


Figura 5.5 – Tensão no barramento CC, nas cargas (real e eficaz) e sua respectiva frequência.

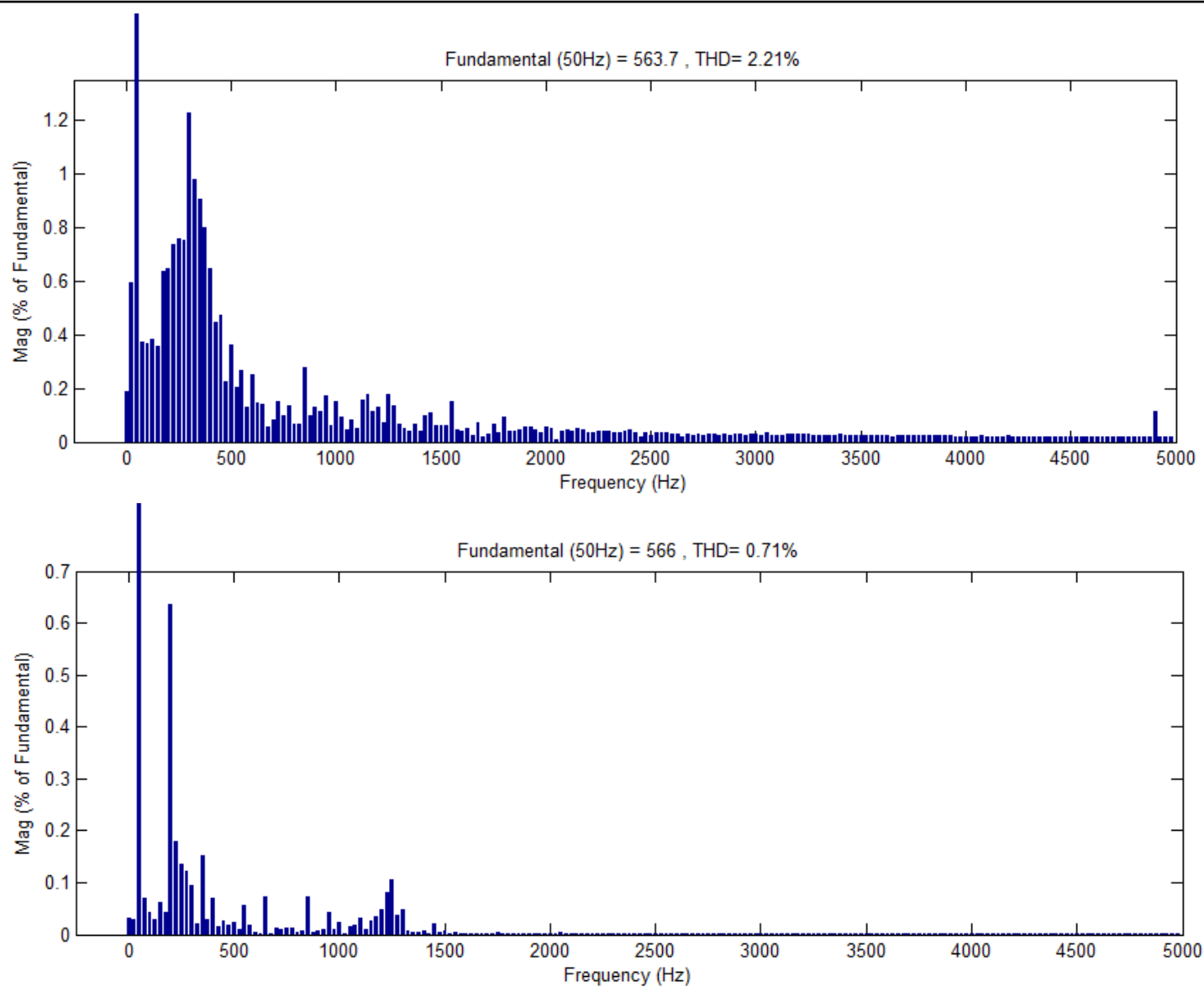


Figura 5.6 – Espectro dos limites harmônicos superiores e inferiores detectados na tensão aplicada às cargas da microrede.

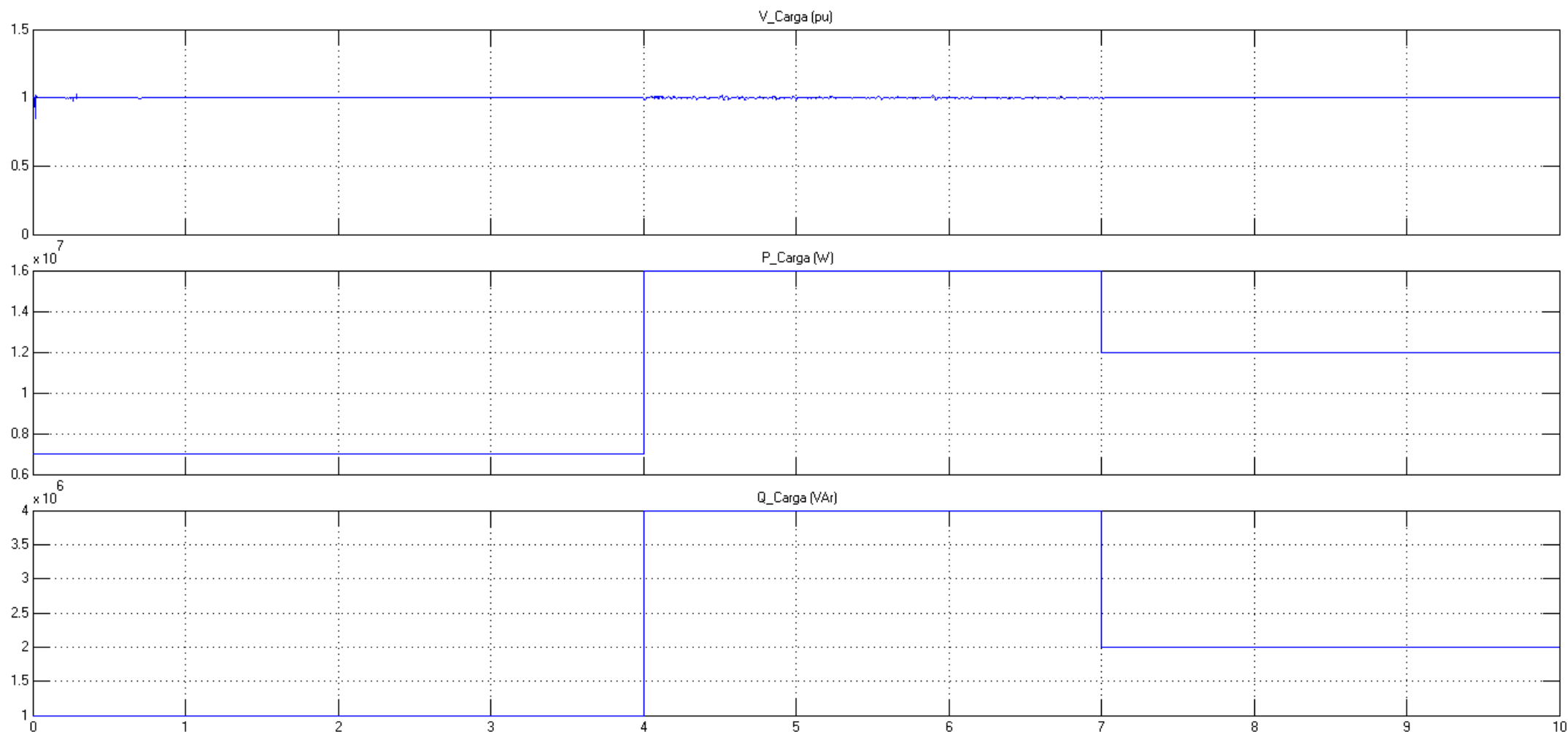


Figura 5.7 – Tensão e consumo de potência activa e reactiva nas cargas da microrede.

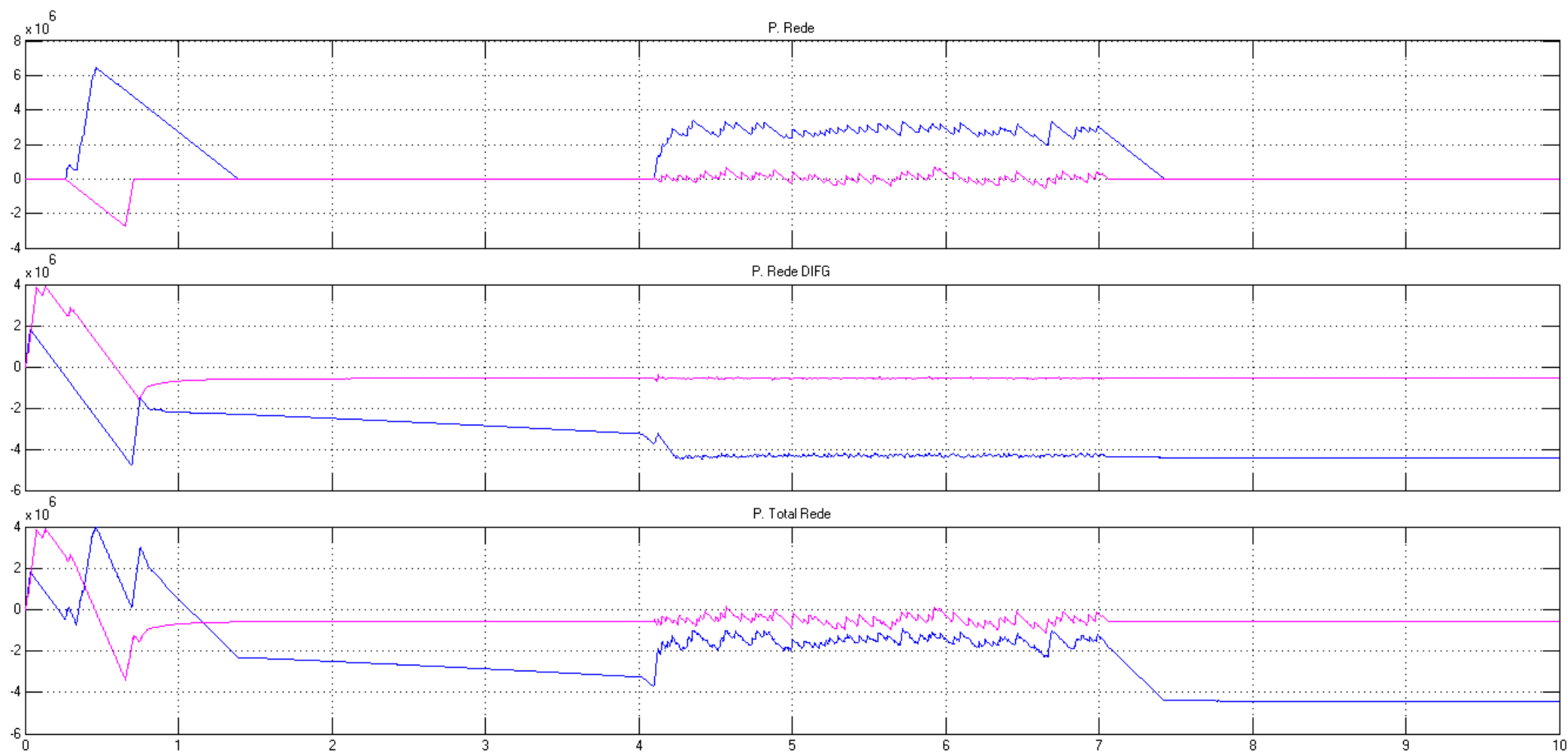


Figura 5.8 – Potência activa (azul) e reactiva (rosa) consumida/fornecida pela rede directamente, pelo DFIG e o total de ambos

5.3.Comparação do desempenho da microrede perante diferentes condições ambientais

Neste ponto é apresentado e analisado o comportamento da microrede numa simulação onde as condições ambientais variam para uma região desfavorável da seguinte forma:

- $t(s) = [0 \ 2]$
Caudal turbinado: $20 \text{ m}^3/\text{s}$;
Velocidade do vento: 15 m/s ;
Temperatura ambiente: $25 \text{ }^\circ\text{C}$;
Irradiância solar: 1000 W/m^2 ;
- $t(s) = [2 \ 4]$
Caudal turbinado: $12 \text{ m}^3/\text{s}$;
Velocidade do vento: 7 m/s ;
Temperatura ambiente: $10 \text{ }^\circ\text{C}$;
Irradiância solar: 750 W/m^2 ;
- $t(s) = [4 \ 10]$
Caudal turbinado: $5 \text{ m}^3/\text{s}$;
Velocidade do vento: 3 m/s ;
Temperatura ambiente: $5 \text{ }^\circ\text{C}$;
Irradiância solar: 350 W/m^2 ;

Estes parâmetros são programados no bloco “*Condições Meteorológicas e Caudal da Barragem*” apresentado na figura 5.9.

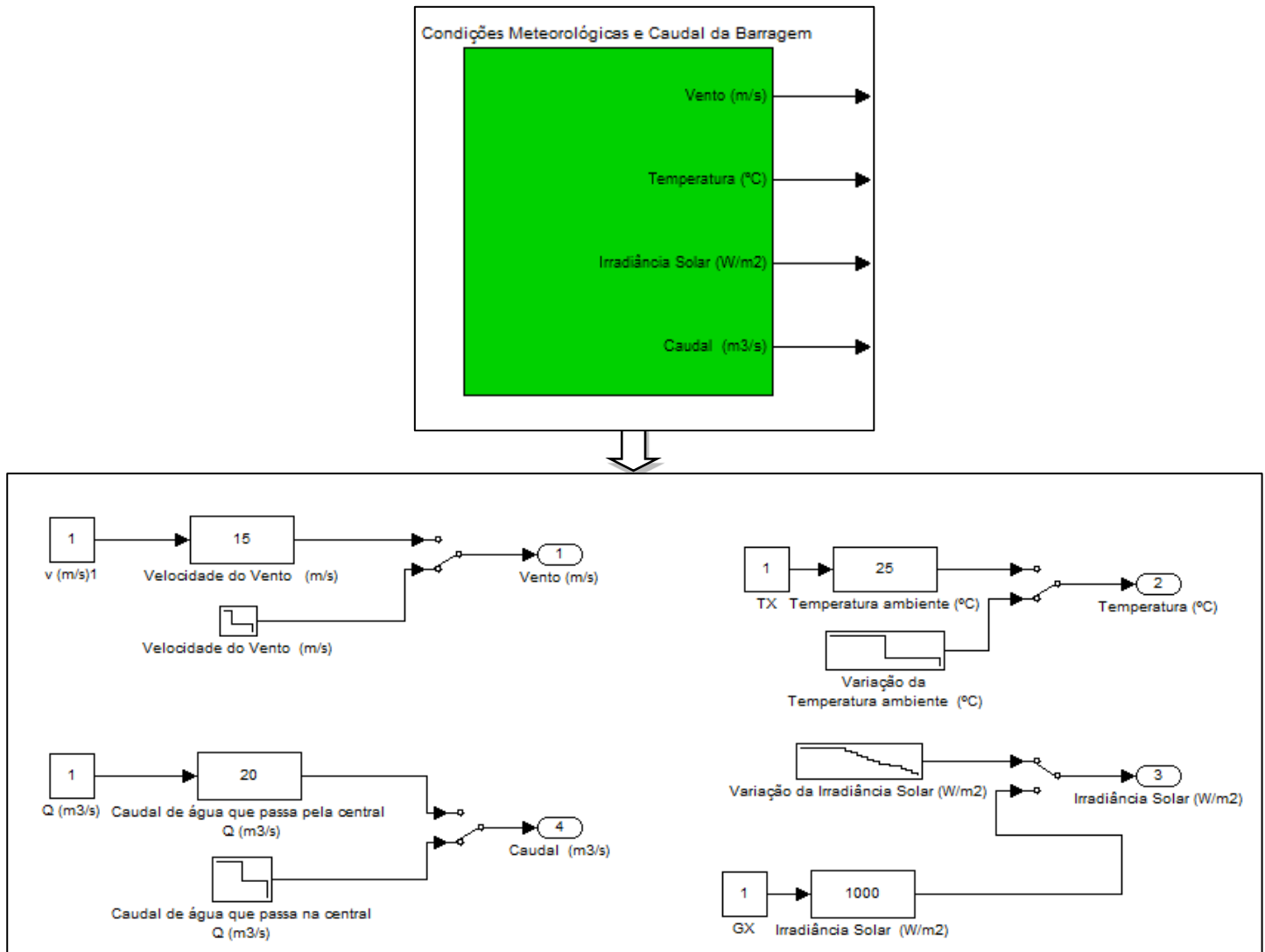


Figura 5.9 – Modelo do bloco “Condições Meteorológicas e Caudal da Barragem” implementado em ambiente *MatLab*[®]/*Simulink*[®]

A capacidade do banco de baterias é iniciada a 35% e carga consumida mantém a variação apresentada no ponto 5.2.

Recorrendo à aplicação dos parâmetros acima descritos, procedeu-se à simulação da microrede, obtendo-se os resultados apresentados nas figuras 5.10, 5.11, 5.12, 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16.

Na figura 5.10 podemos observar a variação dos sinais de tensão das três fontes renováveis à entrada dos conversores Buck-Boost e a sua respectiva tensão de saída. A tensão de entrada no conversor da fonte mini-hídrica sofre uma diminuição mais acentuada a partir de $t = 4\text{ s}$ devido ao aumento do consumo de potência pelas cargas da microrede, estabilizando a partir de $t = 5,9\text{ s}$ no valor de 800 V_{cc} . Este valor encontra-se abaixo do nível nominal devido à falta de caudal turbinado e consequente potência gerada praticamente inexistente. A tensão de entrada no conversor da fonte eólica sofre uma diminuição mais acentuada a partir de $t = 5,4\text{ s}$ quando o DFIG passa a receber energia da rede, estabilizando a $t = 5,8\text{ s}$ no valor de 780 V_{cc} .

Este valor encontra-se abaixo do nível nominal devido à reduzida velocidade do vento e consequente menor potência gerada. A tensão de entrada no conversor da fonte fotovoltaica sofre uma ligeira diminuição a partir de $t = 2\text{ s}$ quando a temperatura e irradiância solar começam a diminuir, tornando-se um pouco mais acentuado a partir de $t = 4\text{ s}$ quando se dá um aumento do consumo de potência pelas cargas da microrede. A tensão rectificada à entrada do conversor da fonte fotovoltaica estabiliza no valor de 900 V_{cc} . Tal como previsto, apesar destas variações na tensão de entrada, o sistema de controlo do conversor Buck-Boost, implementado a jusante de cada fonte, estabiliza e mantém constante a tensão de saída no valor de 750 V_{cc} . Quando as condições ambientais começam a entrar numa região mais desfavorável ($t = 2\text{ s}$) e a microrede é ligada à rede eléctrica, nota-se uma ampliação do tremor na tensão devido às mesmas razões já anteriormente explicadas no ponto 5.2. Este tremor torna-se ligeiramente mais acentuado a partir de $t = 4\text{ s}$ devido ao aumento do consumo de potência pelas cargas da microrede.

Na figura 5.11 podemos observar a variação da potência activa híbrida gerada pelas três fontes distribuídas renováveis, o seu respectivo valor total e a potência activa consumida pelas cargas da microrede. Tal como seria de esperar, até $t = 2\text{ s}$, dadas as condições ambientais favoráveis, as potências geradas pelas fontes eólica, fotovoltaica e mini-hídrica mantêm-se nos seus valores nominais. Tal como previsto, a partir de $t = 2\text{ s}$ existe um deterioramento das condições ambientais e uma consequente diminuição da potência gerada pelas fontes renováveis para aproximadamente 7 MW. A $t = 4\text{ s}$ as condições ambientais ainda sofrem um decréscimo desfavoravelmente mais acentuado e a potência gerada pelas fontes renováveis diminuiu até valores muito próximos de zero. A potência activa consumida segue a variação já descrita no início deste ponto.

Na figura 5.12 são apresentados os resultados dos sinais de entrada e saída do bloco de controlo de lógica difusa da microrede. Após a potência gerada pelas fontes renováveis atingir o seu valor nominal ($t = 0,1\text{ s}$), a microrede passa a funcionar de forma isolada alimentando a potência consumida (7 MW) e carregando o banco de baterias. A partir de $t = 2\text{ s}$, como a potência gerada hibridamente sofre uma diminuição devido ao deterioramento das condições ambientais, a microrede deixa de ter a capacidade de alimentar de forma isolada as suas cargas e, como a capacidade do banco de baterias também é baixa (35%), a microrede liga-se à rede eléctrica passando ao modo interligado. Este modo mantém-se até ao fim da simulação uma vez que as condições ambientais ainda ficam mais desfavoráveis e a carga consumida ainda aumenta de valor. O comando para fechar o interruptor só é dado a $t = 4,1\text{ s}$ devido ao bloco implementado “*Discrete On/Off Delay*” já anteriormente explicado. Durante a simulação o banco de baterias só é ligado à microrede quando esta funciona de forma autónoma ($t = 0,1\text{ s}$ a $t = 2\text{ s}$). Neste intervalo o banco de baterias é carregado pela microrede.

Na figura 5.13 pode-se verificar a tensão presente no barramento CC, o valor real e eficaz da tensão nas cargas e a sua respectiva frequência. Tal como pretendido, a tensão nas cargas é controlada e mantida constante em torno do seu valor composto nominal eficaz de

400 V (amplitude de 565 V), tanto durante os períodos de funcionamento da microrede em modo isolado como em modo interligado à rede eléctrica. A frequência do sinal da tensão também se mantém constante, como esperado, em torno do seu valor nominal de 50 Hz e praticamente sem variação.

Na figura 5.14 são apresentados os espectros dos limites harmónicos da tensão aplicada às cargas da microrede durante a simulação. O limite inferior do valor total de distorção harmónica registado foi de 0,59% a $t = 2,5\text{ s}$ e o limite superior foi de 2,43% a $t = 5,5\text{ s}$. O valor médio registado durante toda a simulação foi de aproximadamente 1,6%. Todos estes valores se encontram bem abaixo do limite máximo permitido de 3% [82].

Na figura 5.15 pode observar-se a tensão e consumo de potência activa e reactiva nas cargas da microrede. Tal como já mencionado a tensão nas cargas mantém-se estável e controlada em torno do seu valor nominal (1pu) e os valores de potência activa e reactiva seguem a sequência pré-definida já descrita no início deste ponto.

Na figura 5.16 é exposta a variação da potência activa e reactiva consumida/fornecida pela rede eléctrica, pelo DFIG e o total de ambas. Até $t = 0,3\text{ s}$, dá-se o arranque inicial das máquinas síncrona e assíncrona e a rede eléctrica apresenta um pico de potência activa de aproximadamente 2 MW a $t = 0,08\text{ s}$, que logo diminui à medida que a potência produzida pelas fontes renováveis estabiliza e a microrede entra no modo isolado ($t = 0,1\text{ s}$).

A partir de $t = 2,1\text{ s}$, a microrede passa ao modo interligado e a rede eléctrica fornece à microrede a potência activa de aproximadamente 1,5 MW.

No balanço total de potência activa visto do lado da rede eléctrica (P.Total Rede), o arranque inicial principalmente do DFIG, faz com que no primeiro intervalo de ligação, a rede esteja a fornecer um valor acentuado de potência (18 MW). Após $t = 2,2\text{ s}$, pode-se verificar que a fase de arranque inicial do gerador termina e a potência produzida pelo DFIG tende a estabilizar num valor negativo, demonstrando desta forma, que o gerador eólico começa a produzir energia. Este facto faz com que no segundo intervalo de ligação da microrede à rede eléctrica, o balanço energético seja positivo, ou seja, a potência eólica produzida compensa a potência adicional solicitada pelas cargas à rede e o saldo de potência fornecida pela rede é praticamente nulo. Somente a partir de $t = 5,8\text{ s}$ é que o balanço energético passa a ser negativo, ou seja, a rede eléctrica começa a fornecer energia à microrede. Isto acontece pois potência eólica produzida começa a diminuir devido ao deterioramento das condições ambientais e também porque a partir de $t = 4\text{ s}$ deu-se um aumento da potência consumida pela microrede. A potência reactiva é mantida durante toda a simulação em valores muito próximos de zero. Este aspecto, tal como já explicado, é conseguido graças ao fornecimento de energia reactiva pelo DFIG e pelo banco de condensadores de 10 MVAR instalado na microrede.

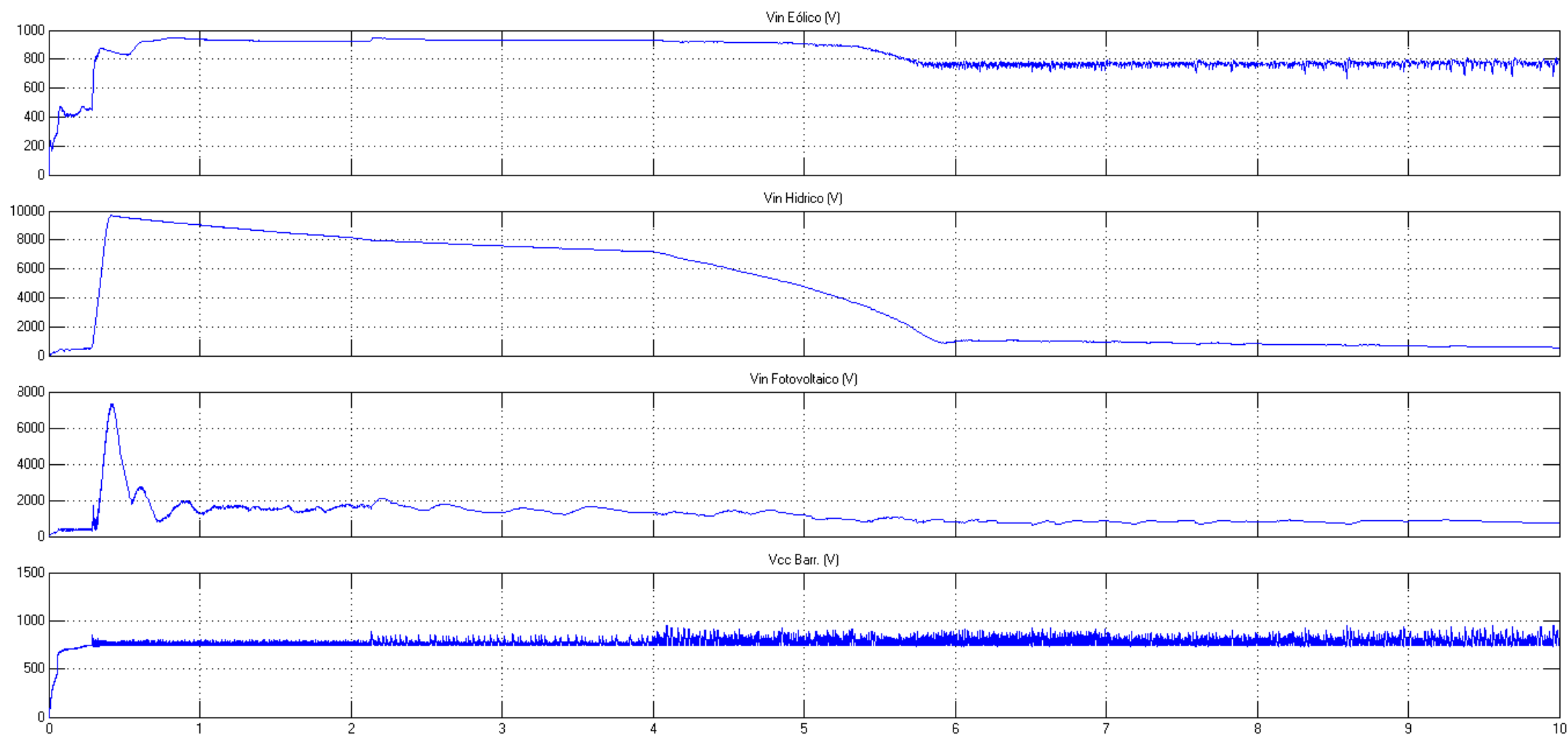


Figura 5.10 – Tensão CC presente na entrada dos conversores Buck-Boost das três fontes distribuídas renováveis e sua respectiva tensão de saída aplicada ao barramento integrador CC.

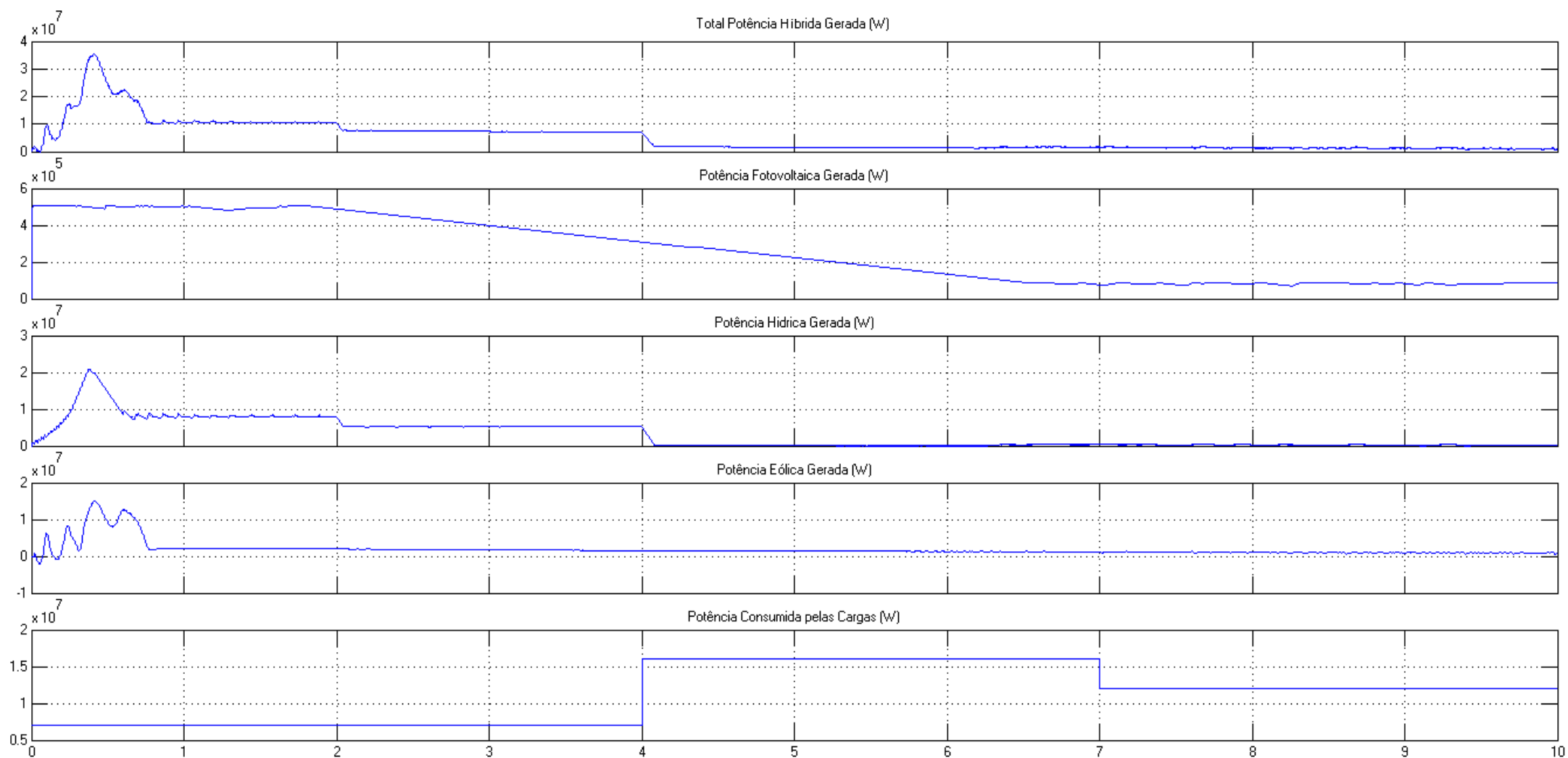


Figura 5.11 – Potência activa híbrida gerada pelas três fontes distribuídas renováveis, o seu respectivo valor total e potência activa consumida pelas cargas da microrede.

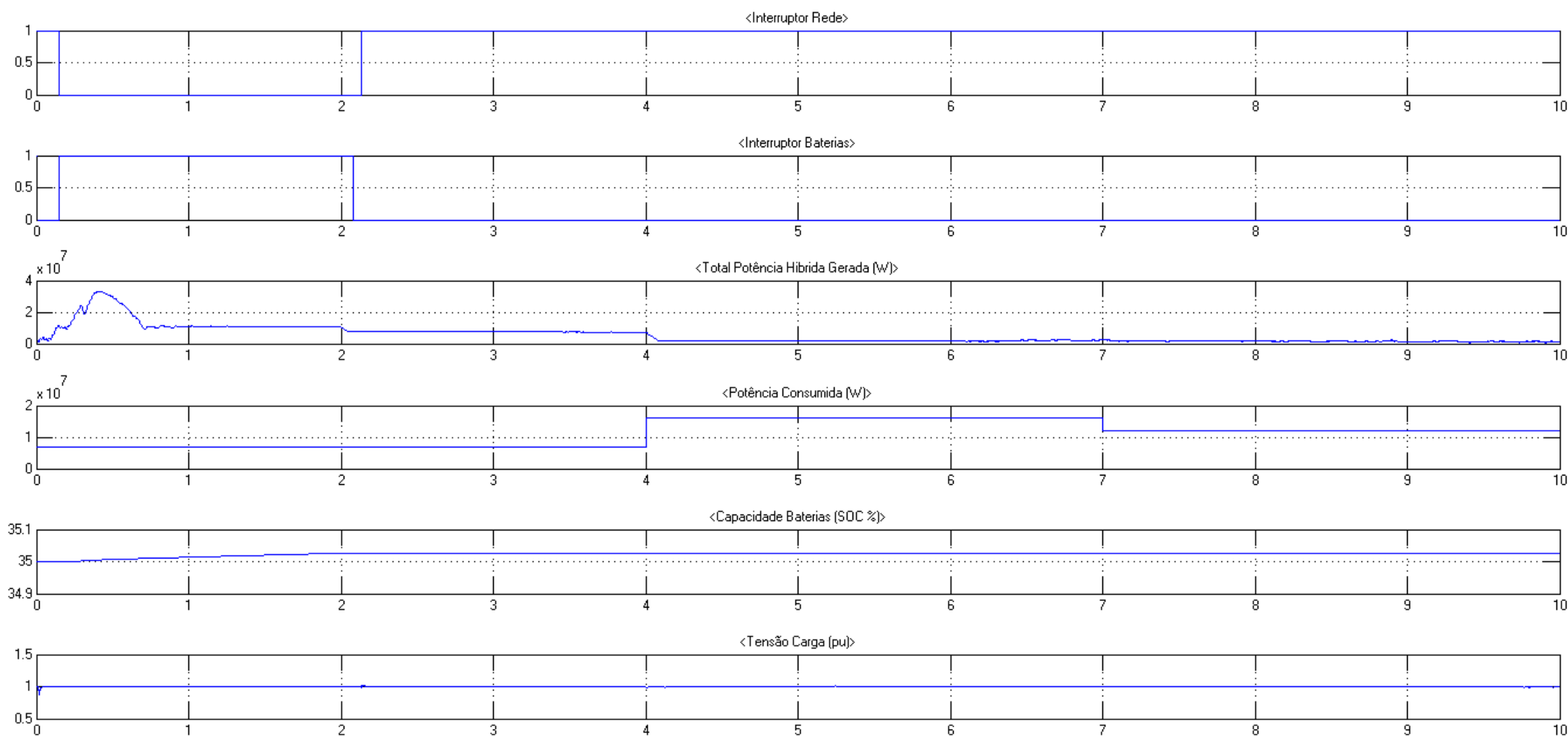


Figura 5.12 – Estado dos interruptores da rede e do banco de baterias e respectivos dados de entrada do controlador de lógica difusa (Total de potência activa híbrida gerada e consumida e tensão nas cargas da microrede).

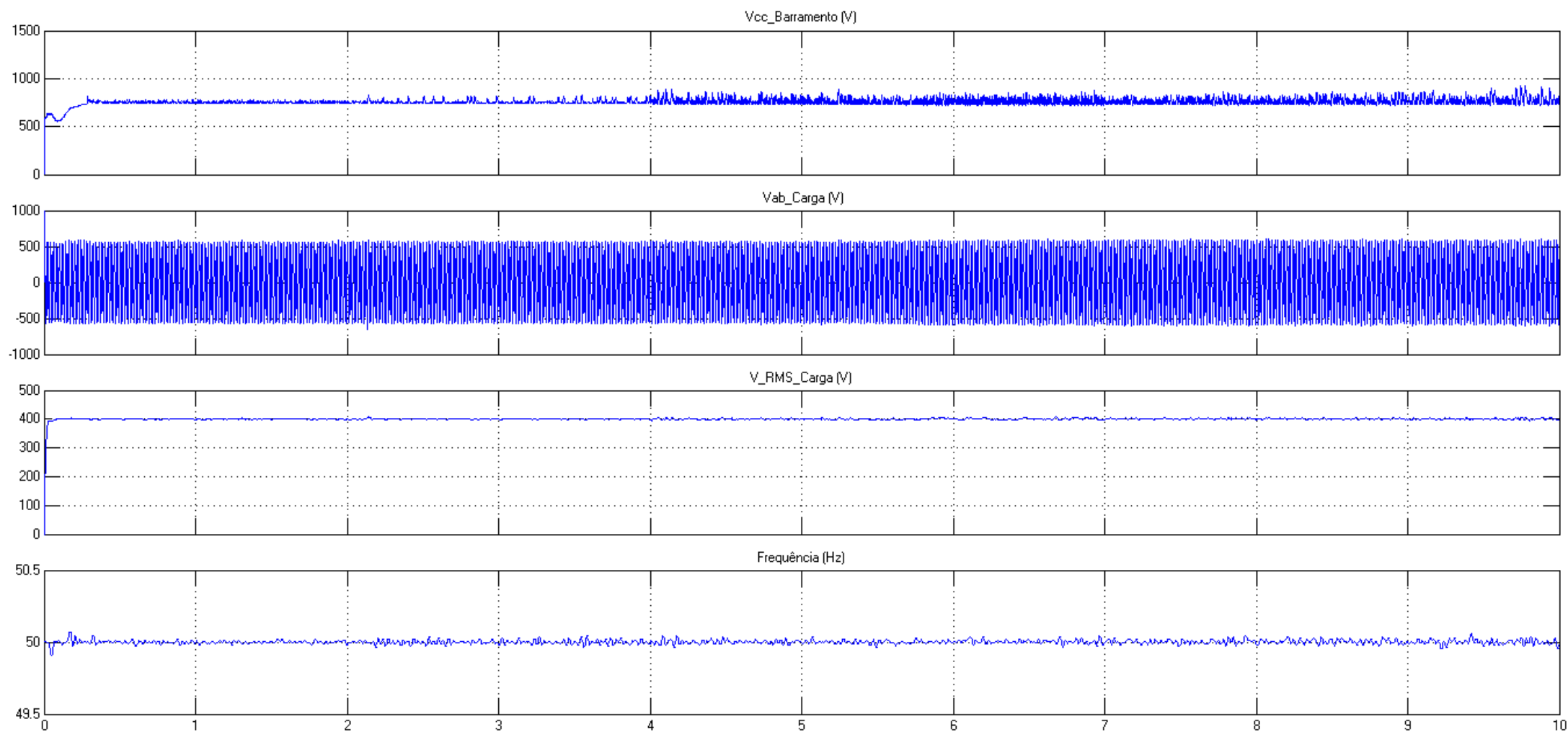


Figura 5.13 – Tensão no barramento CC, nas cargas (real e eficaz) e sua respectiva frequência.

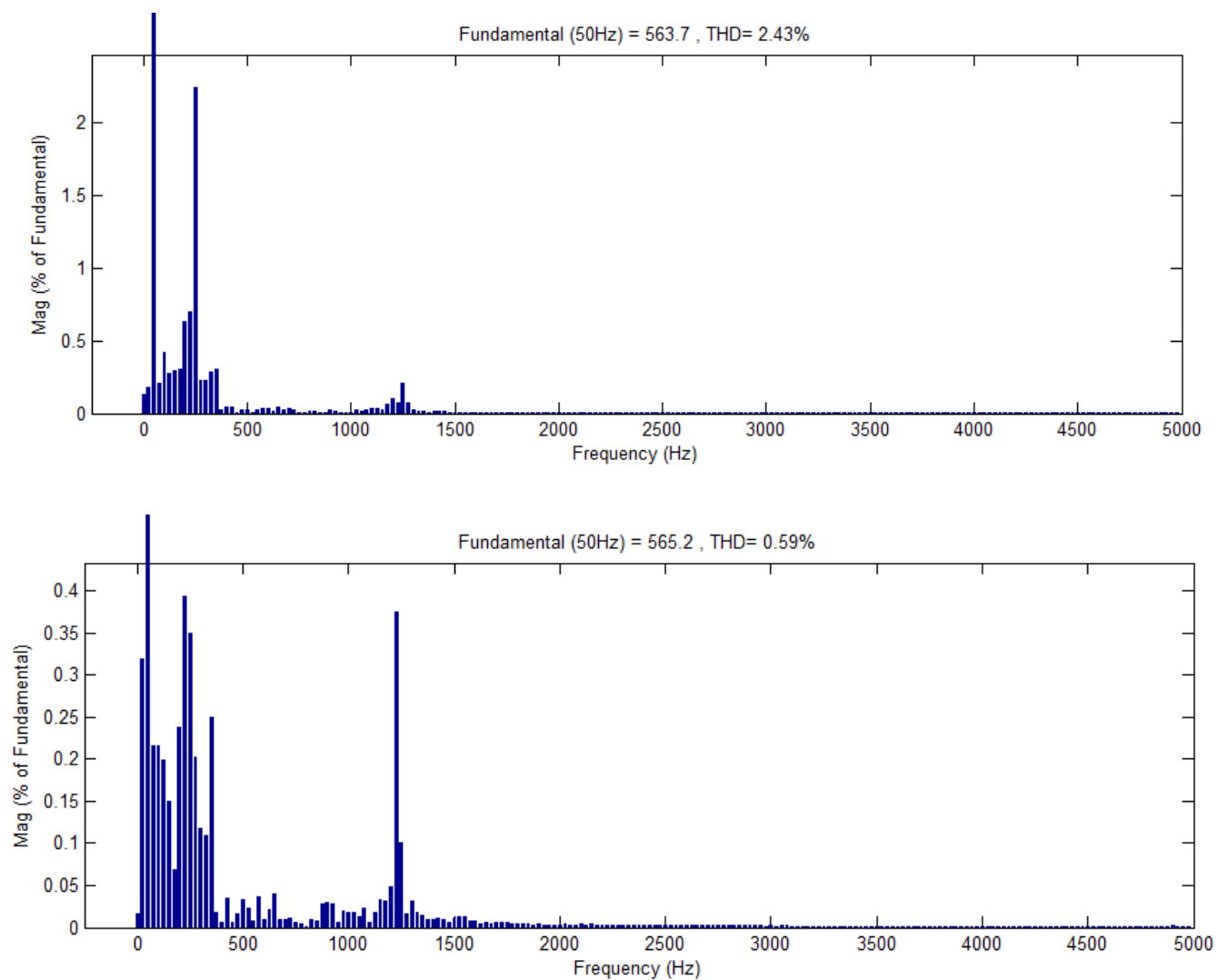


Figura 5.14 – Espectro dos limites harmônicos superiores e inferiores detectados na tensão aplicada às cargas da microrede.

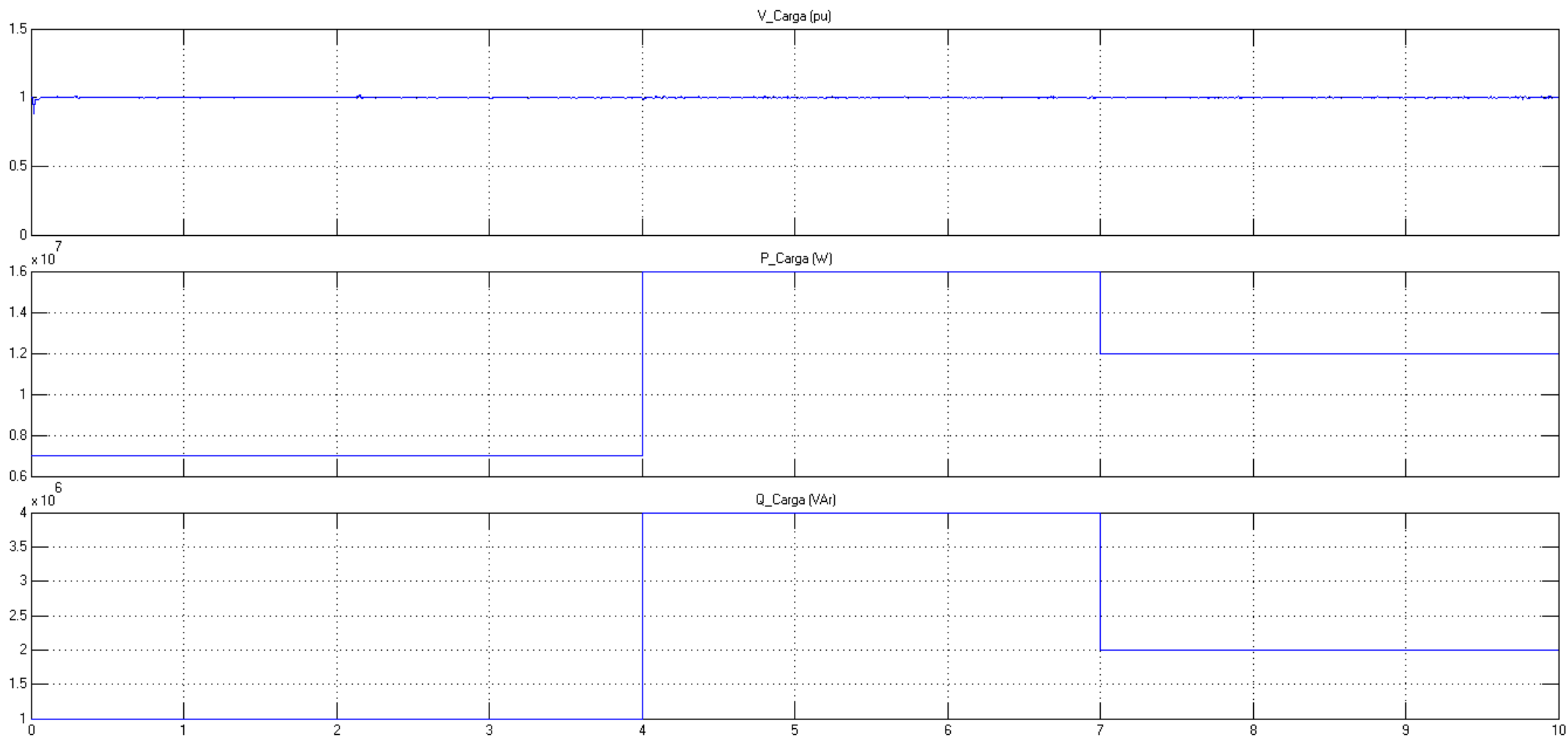


Figura 5.15 – Tensão e consumo de potência activa e reactiva nas cargas da microrede.

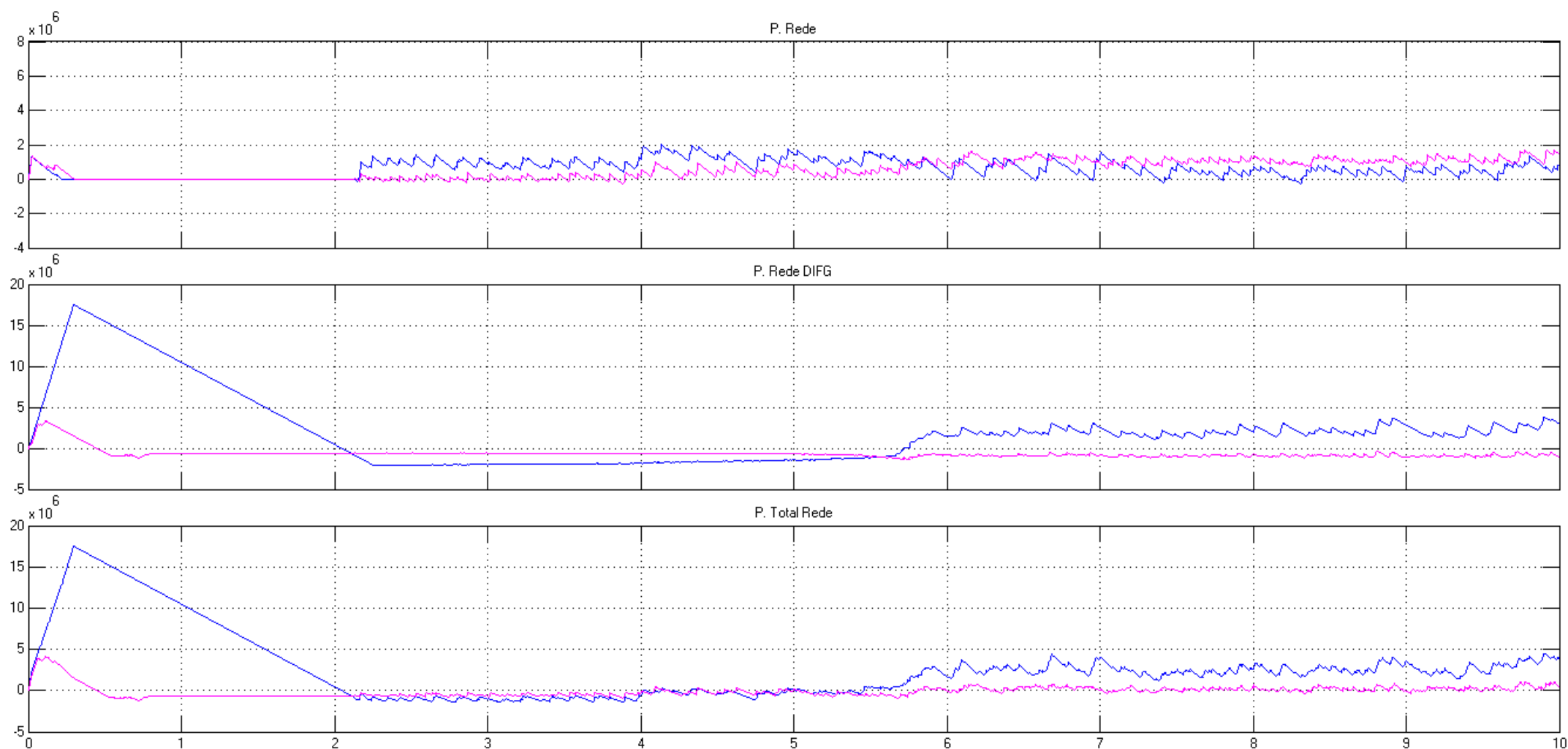


Figura 5.16 – Potência activa (azul) e reactiva (rosa) consumida/fornecida pela rede directamente, pelo DFIG e o total de ambos

5.4. Comparação do desempenho da microrede perante diferentes filosofias de gestão

Nos pontos 5.2 e 5.3 foram apresentados em detalhe as situações limite do funcionamento da microrede (condições ambientais favoráveis e capacidade das baterias a 80% vs. condições ambientais desfavoráveis e capacidade das baterias a 35%). Neste ponto serão abordados de uma forma mais resumida as seguintes três situações intermédias:

- Condições do ponto 5.2 mas com o banco de baterias a 35% de capacidade;
- Condições do ponto 5.3 mas com o banco de baterias a 80% de capacidade;
- Simulação com um progressivo melhoramento das condições ambientais e decréscimo da potência consumida pela microrede :
 - $t(s) = [0 \ 2]$
Caudal turbinado: $5 \text{ m}^3/\text{s}$;
Velocidade do vento: 3 m/s ;
Temperatura ambiente: $5 \text{ }^\circ\text{C}$;
Irradiância solar: 350 W/m^2 ;
 - $t(s) = [2 \ 4]$
Caudal turbinado: $12 \text{ m}^3/\text{s}$;
Velocidade do vento: 7 m/s ;
Temperatura ambiente: $10 \text{ }^\circ\text{C}$;
Irradiância solar: 750 W/m^2 ;
 - $t(s) = [4 \ 10]$
Caudal turbinado: $20 \text{ m}^3/\text{s}$;
Velocidade do vento: 15 m/s ;
Temperatura ambiente: $25 \text{ }^\circ\text{C}$;
Irradiância solar: 1000 W/m^2 ;
 - $t(s) = [0 \ 4]$
Consumo de potência activa: 16 MW ;
Consumo de potência reactiva: 4 MVAR ;

- $t(s) = [4 \ 7]$
Consumo de potência activa: 7 MW;
Consumo de potência reactiva: 1 MVar;
- $t(s) = [7 \ 10]$
Consumo de potência activa: 2 MW;
Consumo de potência reactiva: 0.5 MVar;

Nesta ultima simulação a capacidade inicial do banco de baterias é iniciada a 90% e a carga consumida varia de uma forma que permitirá no fim da simulação verificar a situação de venda de energia à rede.

Recorrendo à aplicação dos parâmetros descritos, procedeu-se à simulação da microrede para as três situações acima identificadas.

O resultado da primeira situação é apresentado na figura 5.17, onde podemos observar os sinais de entrada e saída do bloco de controlo de lógica difusa da microrede. Após a potência gerada pelas fontes renováveis atingir o seu valor nominal ($t = 0,1 \text{ s}$) a microrede passa a funcionar de forma isolada alimentando a potência consumida (7 MW) e carregando o banco de baterias. Ao contrário do que se verificou no ponto 5.2, apesar de no intervalo de $t = 0,25 \text{ s}$ até $t = 0,75 \text{ s}$ a potência gerada hibridamente ser muito superior à potência consumida na microrede (33 MW vs 7 MW), o banco de baterias está com pouca capacidade (35%) e a microrede não se liga assim à rede para vender o excedente de energia produzido, continuando a funcionar no modo isolado. Este alto valor de potência gerada devido ao arranque inicial dos geradores mini-hídrico e eólico é assim utilizado para o carregamento do banco de baterias. Tal como esperado, a $t = 4 \text{ s}$, dá-se um aumento da potência activa consumida pelas cargas de 7 MW para 16 MW e a microrede deixa de ter a capacidade de alimentar as cargas de forma isolada uma vez que a sua potência hibrida gerada é de apenas 13 MW e a capacidade armazenada no banco de baterias é reduzida. Desta forma, o interruptor da rede é fechado para que rede eléctrica abasteça o excedente de potência consumida que a microrede é incapaz de satisfazer de forma isolada. Ao contrário do ponto 5.2, quando a $t = 7 \text{ s}$ a potência consumida pelas cargas da microrede baixa para 12 MW, o sistema de controlo mantém a microrede a funcionar no modo interligado à rede até ao fim do tempo de simulação. Isto acontece devido ao facto da potência total hibrida gerada estar praticamente ao mesmo nível da potência consumida na microrede (13 MW vs 12 MW) e da capacidade do banco de baterias estar num estado de carga considerado baixo (<35%).

Durante a simulação o banco de baterias só é ligado à microrede quando esta funciona de forma autónoma ($t = 0,1 \text{ s}$ a $t = 4,1 \text{ s}$). Neste intervalo pode-se notar, tal como previsto, o carregamento do seu estado de carga.

Tal como esperado, a tensão nas cargas é controlada e mantida sempre constante em torno do seu valor nominal (1 pu), praticamente sem nenhuma variação durante todo o período de simulação.

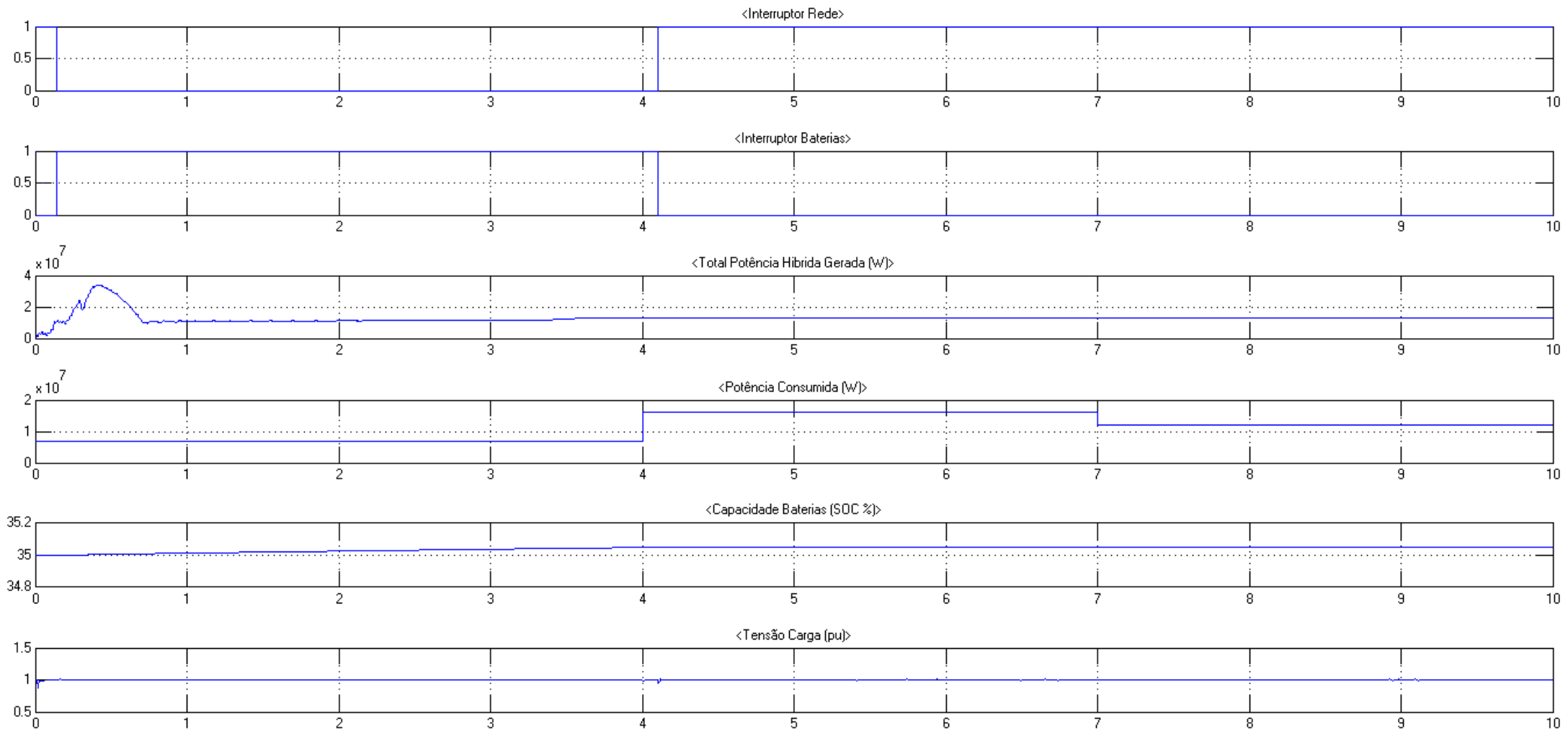


Figura 5.17 – Estado dos interruptores da rede e do banco de baterias e respectivos dados de entrada do controlador de lógica difusa (Total de potência activa híbrida gerada e consumida e tensão nas cargas da microrede).

O resultado da segunda situação é apresentado na figura. 5.18, onde podemos observar os sinais de entrada e saída do bloco de controlo de lógica difusa da microrede. Inicialmente a microrede funciona de forma isolada dada a alta capacidade do banco de baterias (80%) e a relativa baixa potência consumida (7 MW). Como o banco de baterias está com grande capacidade e de $t = 0,25\text{ s}$ até $t = 0,75\text{ s}$ a potência gerada hibridamente é muito superior à potência consumida na microrede (33 MW vs 7 MW), ao contrário do que aconteceu no ponto 5.3, a microrede liga-se à rede de forma a vender o excedente de energia produzido. Quando esta fase transitória termina a $t = 0,75\text{ s}$, o sistema de controlo energético da microrede detecta que a potência híbrida produzida diminui e estabiliza no seu valor nominal, dando assim ordem para desligar o interruptor da rede. Tal como previsto, a $t = 2\text{ s}$ existe um deterioramento das condições ambientais e uma consequente diminuição da potência gerada pelas fontes renováveis para aproximadamente 7 MW. Ao contrário do ponto 5.3, como o banco de baterias encontra-se a 80% de capacidade, o sistema de controlo energético da microrede decide manter a microrede a funcionar no modo isolado. A $t = 4\text{ s}$ dá-se um aumento da potência activa consumida pelas cargas de 7 MW para 16 MW e a microrede deixa de ter a capacidade de alimentar as cargas de forma isolada uma vez que a sua potência híbrida gerada é de apenas 7MW e a potência adicional do banco de baterias é inferior a 1 MW. Desta forma, o interruptor da rede é ligado novamente, sendo que desta vez será para a rede eléctrica abastecer o excedente de potência consumida que a microrede é incapaz de satisfazer de forma isolada. Como esperado, a $t = 7\text{ s}$ a potência consumida pelas cargas da microrede baixa para 12 MW e uma vez que a capacidade do banco de baterias é grande (80%) e a tensão na carga continua estável ($\pm 10\%$) o sistema de controlo dá novamente ordem de abertura ao interruptor da rede. A microrede volta assim a funcionar de forma isolada. Se a capacidade do banco de baterias baixar para o estado de carga médio ($< 70\%$) e/ou se a tensão nas cargas ultrapasse a tolerância máxima de 10% ($< 0,9$ ou $> 1,1$), passando para o estado instável, o sistema de controlo energético passaria de novo a microrede para o modo interligado, dando novamente a ordem de fecho ao interruptor da rede.

Durante a simulação o banco de baterias só é ligado à microrede quando esta funciona de forma autónoma. Até $t = 4\text{ s}$ o banco de baterias pouco contribui para a microrede, mantendo praticamente o seu estado de carga. Só a partir de $t = 7\text{ s}$, quando a carga consumida pela microrede é bastante superior à do período inicial e muito superior à potência híbrida gerada é que se pode notar de forma mais evidente a contribuição energética do banco de baterias. Como se pode observar, a tensão nas cargas mantém-se sempre estável em torno do seu valor nominal (1 pu) e praticamente sem nenhuma variação.

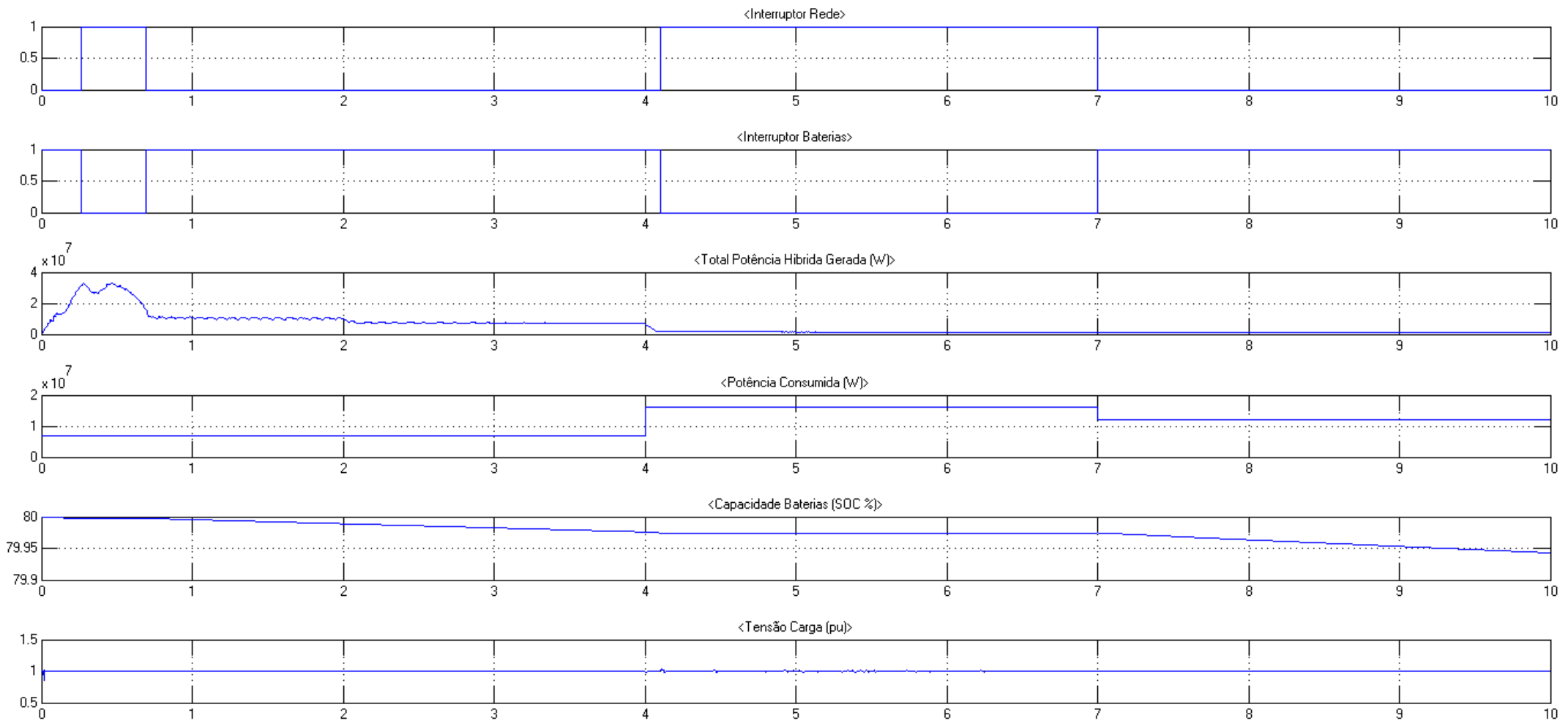


Figura 5.18 – Estado dos interruptores da rede e do banco de baterias e respectivos dados de entrada do controlador de lógica difusa (Total de potência activa híbrida gerada e consumida e tensão nas cargas da microrede).

O resultado da terceira situação é apresentado na figura. 5.19, onde podemos observar os sinais de entrada e saída do bloco de controlo de lógica difusa da microrede. Dado o alto consumo de potência pelas cargas da microrede e a baixa potência híbrida produzida devido às fracas condições ambientais, a microrede inicia a simulação de forma interligada à rede eléctrica. Apesar do banco de baterias ser iniciado a 90%, a sua potência adicional não é suficiente juntamente com a potência híbrida gerada para compensar a energia necessária para alimentar as cargas. A $t = 2\text{ s}$ dá-se um melhoramento das condições ambientais e logo se nota o aumento da potência gerada pelas fontes renováveis distribuídas da microrede. De qualquer forma, como este aumento ainda não é suficiente para compensar o excesso de potência consumida (16 MW), o sistema de controlo energético, mantém a microrede no modo interligado. A $t = 4\text{ s}$ a potência consumida baixa para 7 MW, o que juntamente com o melhoramento das condições ambientais neste mesmo instante e consequente aumento da potência híbrida gerada pelas fontes renováveis, faz com que a microrede seja capaz de auto-satisfazer o seu consumo de potência e passe assim ao modo isolado. A partir de $t = 7\text{ s}$, o consumo de potência na microrede baixa para 2 MW. Neste instante como o banco de baterias está praticamente no seu estado de carga máximo (90%) e a potência híbrida gerada encontra-se no seu valor nominal, de forma a aproveitar o excesso de energia presente na microrede, o sistema de controlo energético decide passar a microrede ao modo interligado vendendo assim à rede eléctrica o excedente de energia que não seria aproveitado na microrede. Esta estratégia permite à microrede retirar um benefício económico que com certeza ajudará a baixar os custos inerentes a tipo de sistemas eléctricos.

O banco de baterias só é ligado quando a microrede funciona no modo isolado ($t = 4\text{ s}$ a $t = 7\text{ s}$), sendo que a sua contribuição é reduzida devido à baixa potência consumida pelas cargas (2 MW) e à potência híbrida gerada se encontrar próxima do seu valor nominal (13 MW).

Durante a simulação, tal como pretendido, a tensão nas cargas mantém-se sempre estável em torno do seu valor nominal (1 pu) e praticamente sem nenhuma variação.

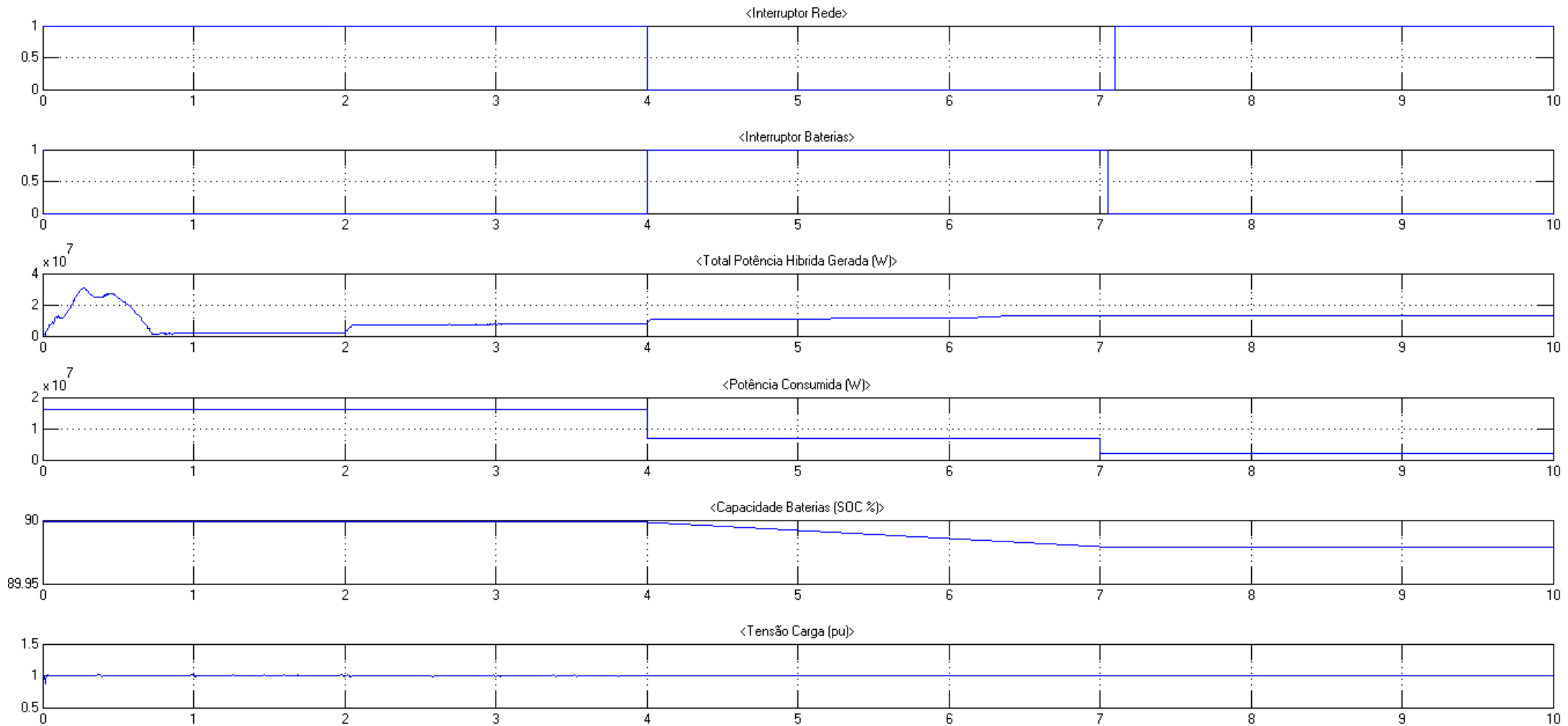


Figura 5.19 – Estado dos interruptores da rede e do banco de baterias e respectivos dados de entrada do controlador de lógica difusa (Total de potência activa híbrida gerada e consumida e tensão nas cargas da microrede).

Capítulo VI - Conclusões e Perspectivas de Desenvolvimento Futuro

6.1. Conclusões

Nesta tese foi descrito o desenvolvimento e implementação em ambiente MatLab®/Simulink® de uma ferramenta de simulação e gestão de uma microrede de energia com barramento integrador CC de fontes renováveis descentralizadas.

Ao fazer uma introdução ao tema da tese, enunciaram-se as motivações que levaram à execução deste trabalho e que explicam o interesse no desenvolvimento das microredes de energia em resposta à crescente integração das fontes renováveis descentralizadas nas redes eléctricas.

Através do estado da arte, foi estabelecida uma síntese relativa ao ponto de situação das fontes descentralizadas de produção renovável seleccionadas para integrarem a microrede em estudo, a fonte eólica, a mini-hídrica e a fotovoltaica. O conceito de microrede, bem como os requisitos que definem o seu funcionamento nos seus distintos modos de operação foram também identificados permitindo uma análise ao tipo de microrede escolhida para ser estudada nesta tese (barramento integrador CC de fontes distribuídas renováveis), evidenciando as suas principais vantagens e inconvenientes face à microrede com barramento integrador CA. Para a gestão e controlo da microrede em estudo foi implementada uma estrutura de controlo hierárquica. A um nível superior desenvolveu-se um sistema de controlo em lógica difusa, que supervisionando as várias variáveis de estado, decide sobre o modo de operação da microrede com base numa estratégia de gestão energética previamente estudada e definida com vista à maximização da sua autonomia energética, não descuidando, contudo, os índices de qualidade exigidos. Este tipo de abordagem de controlo foi estudado e debatido face a outros métodos conhecidos sendo posteriormente descrita a sua implementação em MatLab®/Simulink®. Localmente, a um nível hierarquicamente inferior, foram desenvolvidos controladores operacionais recorrendo a electrónica de potência com vista à estabilização e eficiência de resposta das fontes renováveis e dos diversos elementos de interligação dos sistemas CC e CA existentes na microrede. A solução para a integração das diversas fontes produtoras num único barramento CC é conseguida através da implementação de rectificadores trifásicos e conversores Buck-Boost controlados por PWM. Com vista a promover a autonomia energética da microrede foi ainda desenvolvido um sistema de armazenamento de energia baseado num banco de baterias. O desenvolvimento de todos os modelos integrantes da microrede de

energia estudada e sua respectiva implementação em MatLab®/Simulink® foi baseada em características de sistemas reais.

Através de simulação computacional, foi evidenciado e comprovado tanto a aplicabilidade, como as vantagens da topologia de microrede energética estudada e implementada nesta tese. Os resultados apresentados revelaram também o desempenho e eficácia do sistema de controlo e gestão energética desenvolvido no seguimento da estratégia de optimização previamente estabelecida para a tomada de decisão sobre o modo de funcionamento da microrede perante as diversas condições ambientais e de carga. Em todos os cenários de simulação, verificou-se que os índices de qualidade da tensão nas cargas da microrede permaneceram sempre bem dentro dos limites exigidos, quer a nível da continuidade em torno do seu valor nominal quer da estabilidade da sua frequência e baixo valor de distorção harmónica. Todos os intervalos correspondentes aos diferentes modos de operação da microrede foram os expectáveis, tal como os instantes de venda de energia eléctrica à rede de distribuição local nos casos em que a energia excedente já não poderia ser aproveitada pela microrede. Em todas as situações estudadas ficou também demonstrada a optimização do sistema de produção e armazenamento de energia desenvolvido ao ser constatada a permanência do funcionamento em modo isolado da microrede na maior parte dos casos analisados. Além das situações expostas, como todos os modelos integrantes da microrede foram implementados de forma a serem parametrizáveis, o modelo de microrede apresentada é flexível e dinâmico, potenciando também o estudo do seu comportamento e operação face a outros cenários.

Finalizada a presente dissertação, pode-se afirmar que todos os objectivos propostos inicialmente foram integralmente cumpridos. Além das contribuições científicas identificadas, todo o trabalho foi efectuado através de uma intensa pesquisa na área e com base nela o desenvolvimento e teste dos vários modelos produzidos foi também sem dúvida uma mais-valia muito importante na aquisição e aprofundamento de conhecimentos por parte do autor.

Em suma, pode-se concluir que a elaboração desta tese permitiu apresentar e fundamentar a aplicabilidade e viabilidade de uma nova abordagem de arquitectura e de controlo a ter em conta dentro do panorama deste novo conceito de redes eléctricas, as microrredes de energia.

6.2. Perspectivas de desenvolvimento futuro

O trabalho apresentado nesta dissertação pode também ser visto como um incentivo a novas investigações e desenvolvimentos na área de forma a explorar todas as potencialidades que uma microrede de energia poderá oferecer.

Sendo relativamente novo o mundo que envolve as microrredes de energia, são inúmeros os pontos que ainda podem ser desenvolvidos no futuro, tanto neste trabalho especificamente, como nesta área tão promissora, de entre os quais o autor sugere os seguintes:

- Testar e validar os procedimentos propostos nesta dissertação em ambiente laboratorial, assim como as restantes potencialidades de operação da micrede.
- Fazer um estudo de viabilidade económica da micrede apresentada tendo em conta os custos operacionais que poderão exigir este tipo de sistemas.
- Estudar e desenvolver uma plataforma de comunicação entre todos os elementos da micrede de forma a encontrar-se a melhor solução que viabilize a rápida e fiável comunicação entre os elementos da micrede.
- Análise e implementação de um controlador de carga e de um sistema de armazenamento de energia baseado noutras tecnologias como as pilhas de combustível, flywheels, etc.
- Implementar um sistema integrado de compra e venda de energia à rede eléctrica, tendo em conta o preço de mercado da energia e a melhor a melhor solução técnico-económica para a micrede.
- Explorar o sistema de controlo implementado de forma a centralizar e a ter em conta todos os dados dos controladores dos vários elementos da micrede otimizando toda a sua gestão e controlo.
- Desenvolver novos modelos de fontes produtoras renováveis, estudar como se poderão relacionar entre si e avaliar o seu impacto na integração em micredes de energia.
- Estudar e desenvolver um sistema de coordenação e selectividade de protecções da rede de baixa tensão da micrede de forma a garantir a segurança de pessoas, de bens e de equipamentos.
- Investigar até que ponto seria possível e vantajoso implementar micredes CA/CC mistas no sistema de energia, e como seria afectada a sua estabilidade e fiabilidade.
- Desenvolver normas internacionais específicas sobre esta matéria, onde deverão ser definidos os níveis permitidos de tensão e qualidade de energia, os métodos de ligação à terra, o sistema de protecção, o *design* dos diversos componentes de uma micrede, etc.

Bibliografia

- [1] Nikos Hatziaargyriou and Goran Strbac, "Microgrids – A Possible Future Energy Configuration?," in *IEA Seminar "Distributed Generation: Key Issues, Challenges, Roles"*, Paris, France, March 2004.
- [2] Luciano Hauschild, "Avaliação de estratégias de operação de sistemas híbridos fotovoltaico-eólico-diesel," Dissertação de Mestrado em Energia, Universidade de São Paulo, Brasil, 2006.
- [3] A. Invernizzi, "Technologies to innovate Distribution network with DG," in *IEA Workshop on Electricity T&D Technology and R&D*, Paris, November 2004.
- [4] Toshifumi ISE, "Advantages and Circuit Configuration of a DC Microgrid," in *Symposium on Microgrids*, Montreal, Canada, 2006.
- [5] Senior Member IEEE Donald J. Hammerstrom, "AC Versus DC Distribution Systems - Did We Get it Right?," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Richland, USA, June 2007, pp. 1 - 5.
- [6] S. Papathanassiou, D. Georgakis, N. Hatziaargyriou, A. Engler, and Ch. Hardt, "Operation of a prototype Micro-grid system based on micro-sources equipped with fast-acting power electronics interfaces," in *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*, Greece, 2004, pp. 2521 - 2526 Vol.4.
- [7] Faisal Mohamed, "Microgrid Modelling and Simulation," Thesis for the degree of Licentiate of Science in Technology, Helsinki University of Technology, Control Engineering Laboratory, Helsinki , Finland, 2006.
- [8] F. D. Kanellos, A. I. Tsouchnikas, and Senior Member IEEE N. D. Hatziaargyriou, "Micro-Grid Simulation during Grid-Connected and Islanded Modes of Operation," in *International Conference on Power Systems Transients*, Montreal, Canada, June 2005, Paper No. IPST05 - 113.
- [9] Luminita Barote, Ioan Serban, Catalin Petrea Ion, Corneliu Marinescu, and Marius Georgescu, "Two Generator Micro-grid based on RES," in *Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series*, No. 30, Transilvania University of Brasov, Brasov, Romenia, 2006.
- [10] Rachel Li, Tom Markvart, Neil Ross, Peter Wilson, Runming Yao, Koen Steemers, Jonathan Kohler Suleiman Abu-Sharkh and Ray Arnold, "Microgrids: distributed on-site generation," Tyndall Centre for Climate Change Research, Technical Report 22, March 2005.
- [11] Amin Hajizadeh and Masoud Aliakbar Golkar, "Intelligent power management strategy of hybrid distributed generation system," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 29, pp. 783–795, June 2007.

-
- [12] Francesco Bonanno and Giovanni Patani, "Energy Management Optimization of Integrated Generation Systems by Fuzzy Logic Control," in *IEEE International Conference On Control Applications*, Reggio Calabria, Italy, September 1998, pp. 969 - 974 vol.2.
- [13] A. J. Davis and Z.M. Salameh, "Fuzzy Logic Modeling of a Grid-Connected Wind / Photovoltaic System with Battery Storage," in *IEEE Large Engineering Systems Conference On Power Engineering*, Lowell, USA, July 2004, pp. 129 - 135.
- [14] J. M. Yang, K. W. E. Cheng, J. Wu, P. Dong, and B. Wang, "The Study of the Energy Management System Based-On Fuzzy Control for Distributed Hybrid Wind-Solar Power System," in *First International Conference On Power Electronics Systems and Applications*, Guang Zhou ; Hong Kong, November 2004, pp. 113 - 117.
- [15] R. W. Dunn, K. W. Bellt, and A. R. Daniels, "Fuzzy logic and its application to power systems," in *IEE Colloquium on Artificial Intelligence Techniques in Power Systems (Digest No: 1997/354)*, United Kingdom, November 1997, pp. 4/1 - 4/4.
- [16] Nikos Hatziaargyriou, Hiroshi Asano, Reza Iravani, and Chris Marnay, "Microgrids - An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects," *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 78 - 94, July/August 2007.
- [17] Daniel Salomonsson, "Modeling, Control and Protection of Low-Voltage DC Microgrids," Doctoral Thesis, Royal Institute of Technology, School of Electrical Engineering, Stockholm, Sweden, 2008.
- [18] Eurostat, "Energy, transport and environment indicators," Eurostat, European Union, 2011.
- [19] Interlaboratory Working Group on Energy-Efficient and Clean Energy Technologies, *Scenarios for a Clean Energy Future*. USA, November 2000.
- [20] Global Wind Energy Concil (GWEC), "Global Wind Report - Annual Market Update 2011," GWEC, 2011.
- [21] J. L. R. Amenedo, S. A. Gómez, and J. C. B. Díaz, *Sistemas Eolicos de Produccion de Energia Electrica.*: Editorial Rueda, 2003.
- [22] Rui M.G. Castro, "Introdução à Energia Eólica," Instituto Superior Técnico / Universidade Técnica de Lisboa, edição 4, Março 2009.
- [23] Hélio Voltolini, "Modelagem e controle de geradores de indução duplamente alimentados com aplicação em sistemas eólicos," Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, Março 2007.
- [24] International Energy Agency (IEA), "World Energy Outlook," IEA, Paris, France, 2001.
- [25] European Commission, "Update of the Technology Map for the SET- Plan," Institute for Energy and Transport Research Centre, European Union, 2011.
- [26] Wim Jonker Klunne. (Acedido em Fevereiro 2012) Microhydropower web portal. [Online]. <http://www.microhydropower.net/>

-
- [27] Rui M.G. Castro, "Introdução à energia Mini-Hídrica," Instituto Superior Técnico / Universidade Técnica de Lisboa, edição 3.1, Março 2008.
- [28] European Union (EU), "Photovoltaic Solar Energy : Development and current research," European Commission, EU, 2009.
- [29] International Energy Agency (IEA), "Photovoltaic Power Systems Programme : Technical concepts and processes," IEA, Switzerland, 2010.
- [30] Rui M.G. Castro, "Introdução à energia fotovoltaica," Instituto Superior Técnico / Universidade Técnica de Lisboa, edição 3, Maio 2009.
- [31] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). (Acedido em Março 2012) EPIA. [Online]. <http://www.epia.org/solar-pv/pv-technologies-cells-and-modules.html>
- [32] International Energy Agency (IEA), "Trends in Photovoltaic Applications : Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011," IEA, Switzerland, Report IEA-PVPS T1-18 2012.
- [33] European Commission, "Energy for the Future: Renewable sources of energy," *White Paper for a Community Strategy and Action Plan*, November 1997.
- [34] EurObserv'ER, "Photovoltaic Barometer," European Commission - EurObserv'ER, EU, April 2012.
- [35] B. Lasseter, "Microgrids [distributed power generation]," in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 1, Columbus, Ohio, February 2001, pp. 146–149.
- [36] J. A. Peças Lopes, Carlos Moreira, and A. Madureira, "Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 916 - 924, May 2006.
- [37] João Tomé Saraiva, J.A. Peças Lopes, N.Hatziargyriou, and N.Jenkins, "Management of MicroGrids," in *International Electric Equipment Conference, JIEEC 2003*, Bilbao, Spain, October 2003.
- [38] Piotr Biczal and Łukasz Michalski, "Simulink Models of Power Electronic Converters for DC Microgrid Simulation," in *Compatibility and Power Electronics*, Warsaw, Poland, May 2009, pp. 161 - 165.
- [39] Zhenhua Yu and Jiang Xunwei, "Hybrid DC- and AC-Linked Microgrids: Towards Integration of Distributed Energy Resources," in *IEEE Energy 2030 Conference*, Atlanta, USA, November 2008, pp. 1 - 8.
- [40] Nikos Hatziargyriou, "Microgrids – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids," National Technical University of Athens, Greece, EU Contract ENK5-CT-2002-00610 May 2002.
- [41] Zhenhua Jiang and Roger A. Dougal, "Hierarchical Microgrid Paradigm for Integration of Distributed Energy Resources," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, July 2008, pp. 1 - 8.

-
- [42] Sumit Bose, "MicroGrid Design, Development and Demonstration," in *FY06 Annual Program and Peer Review Meeting*, GE Global Research, U.S.Department of Energy, USA, May 2006.
- [43] Electric Power Research Institute (EPRI), "Powering Progress: Electricity Technology Roadmap," EPRI, California, USA, July 1999.
- [44] L. A. Zadeh, "Fuzzy algorithm, Information and Control," in *Fuzzy algorithm, Information and Control.*, 1965, vol. 8, pp. 838-853.
- [45] E. H. Mamdani, "Application of fuzzy algorithms for control of a simple dynamic plant," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 121, pp. 1585-1588, December 1974.
- [46] W.J.M. Kickert and E.H. Mamdani, "Analysis of a fuzzy logic controller," in *Fuzzy Sets and Systems.*, January 1978, vol. 1, ch. 1, pp. 29-44.
- [47] G. V. S. Raju, J. Zhou, and R. A. Kisner, "Fuzzy Logic Controller to a Steam Generator Feedwater Flow," in *American Control Conference*, San Diego, California, USA, May 1990, pp. 1491-1492.
- [48] F. Fujitec, *FLEX-8800 series elevator group control system*. Osaka, Japan: Fujitec Co.Ltd., 1988.
- [49] J. A. Bernard, "Use of a rule-based system for process control," *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 8, pp. 3-13, October 1988.
- [50] Y. Kasai and Y. Morimoto, "Electronically controlled continuously variable transmission," in *International Congress On Transportation Electronics. Covergence 88.*, Dearborn, Michigan, USA, 1988, pp. 33 - 42.
- [51] S. Yasunobu and S. Miyamoto, "Fuzzy controller for automatic train operation system," in *4th IFAC/IIIFIP/IFORS Inf. Congress Conference in Transportation Systems*, Baden-Baden, Germany, April 1983.
- [52] Kwi-Seong Jeong, Won-Yong Lee, and Chang-Soo Kim, "Energy management strategies of a fuel cell/battery hybrid system using fuzzy logics," *Journal of Power Sources*, vol. 145, pp. 319–326, August 2005.
- [53] W.Pedrycz and F.Gomide, *An Introduction to Fuzzy Sets: Analysis and Design*. Massachusetts, USA: A Bradford Book, April 1998.
- [54] K.El-Metwally, G.Hancock, and O.Malik, "Implementation of a Fuzzy Logic PSS Using a Microcontroller and Experimental Test Results," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, Issue: 1, pp. 91-96, March 1996.
- [55] KA.El-Metwally and O.P.Malik, "Application of fuzzy logic stabilisers in a multimachine power system environment," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, Issue: 3, pp. 263-268, May 1996.

-
- [56] T.Hiyama, K.Miyazaki, and H.Satoh, "A fuzzy logic excitation system for stability enhancement of power systems with multi-mode oscillations," *IEEE Transactions On Energy Conversion*, vol. 11, Issue: 2, pp. 449 - 454, June 1996.
- [57] Marzan Aziz Iskandar, Yoshibumi Mizutani, Akio Suzuki, and Mitsuo Ishizeki, "Stabilizing control of power system using fuzzy control," in *Electrical Engineering in Japan*. Japan, 1994, vol. 114, Issue:3, pp. 33–46.
- [58] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Std 421.5™ 2005 - Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," IEEE, New York, USA, April 2006.
- [59] T.Hiyama, M.Mishiro, H.Kihara, and T.Ortmeyer, "Coordinated fuzzy logic control for series capacitor modules and PSS to enhance stability of power system," *IEEE Transactions On Power Delivery*, vol. 10, Issue: 2, pp. 1098-1104, April 1995.
- [60] T.Hiyama, M.Mishiro, H.Kihara, and T.Ortmeyer, "Fuzzy logic switching of thyristor controlled braking resistor considering coordination with SVC ," *IEEE Transactions On Power Delivery*, vol. 10, Issue: 4 , pp. 2020-2026, October 1995.
- [61] R. Hilloowala and A.Sharaf, "A Rule Based Fuzzy Logic Controller for a PWM Inverter in a Stand Alone Wind Energy Conversion Scheme," *IEEE Transactions On Industrial Applications*, vol. 32, pp. 57-65, January/February 1996.
- [62] Pedro Albertos and António Sala, "Fuzzy Logic Controllers: Advantages and Drawbacks," in *VIII Congresso Latinoamericano de Control Automático*, vol. 3, Chile, Setembro 1998, pp. 833-844.
- [63] P.E.Miyagi, "Introdução à Simulação Discreta," Departamento de Engenharia Mecatrônica e de Sistemas Mecânicos da Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2006.
- [64] L. S. Carvalho, "Análise das potencialidades e vantagens do uso da simulação computacional em operações logísticas complexas, como ferramenta de auxílio à tomada de decisões: Estudo de caso em uma organização industrial," Universidade Federal da Bahia, Salvador da Bahia, Brasil, Tese de Mestrado 2006.
- [65] R. L. Pregitzer, "Simulações Computacionais de Filtros Activos de Potência em Condições Reais de Operação," Universidade do Minho, Guimarães, Portugal, Tese de Mestrado Setembro, 2006.
- [66] Hydro-Québec and The MathWorks Inc, *SimPowerSystems™ 5 User's Guide*, 5th ed. Natick, USA: The MathWorks Inc, September 2010.
- [67] Rui M.G.Castro and J.M. Ferreira Jesus, "Equipamento Eléctrico dos Geradores Eólicos," DEEC/Secção de Energia, Instituto Superior Técnico/Universidade Técnica de Lisboa, edição 1.1, Maio 2008.

-
- [68] Gilbert Sybille, Serge Bernard, Daniel Paré, Silvano Casoria Richard Gagnon and Christian Larose, "Modeling and real-time simulation of a Doubly-Fed Induction Generator driven by a Wind Turbine," in *International Conference on Power Systems Transients (IPST'05)*, Montreal, Canada, June 2005.
- [69] C. Marinescu, L. Clotea, M. Cirstea, I. Serban, and C. Ion, "Controlling variable load stand-alone hydrogenerators," in *31st Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2005*, University of Transilvania, Brasov, Romania, November 2005.
- [70] Minister of Natural Resources of Canada, *Clean Energy Project Analysis : Small Hydro Project Analysis*, RETScreen® International - Clean Energy Decision Support Centre, Ed. Canada, 2004.
- [71] Manuel Vaz Guedes, "O Alternador Síncrono Trifásico nos Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Maio 1994.
- [72] F. Maciel Barbosa, "Estabilidade de Sistemas Elétricos de Energia," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Janeiro 2007.
- [73] A.M.Sharaf and I.H.Altas, "A Photovoltaic Array Simulation Model for Matlab-Simulink GUI Environment," in *International Conference on Clean Electrical Power, ICCEP '07.*, Canada, May 2007, pp. 341 - 345.
- [74] ABB SACE A division of ABB S.p.A., "Technical Application Papers No.10 - Photovoltaic plants," ABB, Italy, 2010.
- [75] Shell Solar, "Shell SM100-12 - Photovoltaic Solar Module - Product Information Sheet," Royal Dutch/Shell, Amsterdam, Netherlands,.
- [76] IEEE Senior Member, Adel M. Sharaf, IEEE Member, Ismail H. Altas, "Novel Control Strategies Using Load Matching for Maximum Photovoltaic Energy Utilization," in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Vancouver, Canada, April 2007, pp. 1578 - 1581.
- [77] Fernando Soares dos Reis, "Ponte Retificadora Trifásica a Diodos - Ponte de Graetz," Laboratório de Eletrônica de Potência, Departamento de Engenharia de Produção, Faculdade de Engenharia, Pontifícia Universidade Católica do RS, Porto Alegre, Brasil, Março 2001.
- [78] J. A. Pomilio, "Topologias básicas de conversores CC-CC não-isolados," in *Fontes Chaveadas*. Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil, Janeiro 2010, ch. 1.
- [79] Demercil S. Oliveira Jr. and Luis C. Tomaselli, "Estudo de um conversor CC-CC buck-boost," Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2007.

-
- [80] J. A. Pomilio, "Conversor Abaixador-Elevador de Tensão como Pré-Regulador de Fator de Potência," in *Pré-reguladores de Fator de Potência*. Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil, Janeiro 2007, ch. 4.
- [81] Vision, "6FM150 12V 150Ah(20hr) Battery Data Sheet," Shenzhen Center Power Technical Corporation, Ltd. Edition 2003-9, Shenzhen, China, 2003.
- [82] Zhou Xiwei, Liu Weiguo, Liu G-equn, and Wu Zhuanfeng, "Harmonic Analysis for Induction Motor Drives and Optimal Harmonic Elimination Control," in *Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2005.*, vol. 2, Xi 'an, China, September 2005, pp. 1665 - 1668.
- [83] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Std 519™ 1992 - Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems," IEEE, New York, USA, April 1993.
- [84] Milan Prodanovic and Timothy C.Green, "Control and filter design of three-phase inverters for high power quality grid connection," *IEEE Transactions On Power Electronics*, vol. 18, Issue: 1, pp. 373 - 380, January 2003.
- [85] M.A. Shafie, H. Singh, and M.Q.A. Rahman, "Harmonic and neutral to ground voltage reduction using isolation transformer," in *IEEE International Conference On Power and Energy (PECon)*, Mara, Malaysia, November/December 2010, pp. 561 - 566.
- [86] T.C.Y. Wang, Zhihong Ye, Gautam Sinha, and Xiaoming Yuan, "Output filter design for a grid-interconnected three-phase inverter," in *IEEE 34th Annual Power Electronics Specialist Conference, PESC '03*, vol. 2, Niskayuna, New York, USA, June 2003, pp. 779 - 784.
- [87] Youngroc Kim, Hanju Cha, Byeong-Mun Song, and Kwang Y. Lee, "Design and Control of a Grid-Connected Three-Phase 3-Level NPC Inverter for Building Integrated Photovoltaic Systems," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Washington DC, USA, January 2012, pp. 1 - 7.
- [88] María J.P. Castanho, Karine F. Magnago, Rodney C. Bassanezi, and Wesley A.C. Godoy, "Fuzzy subset approach in coupled population dynamics of blowflies," *Biological Research*, vol. 39 n.2, pp. 341-352, 2006.